



Universidad de Cuenca

Facultad de Ingeniería

Carrera de Ingeniería Eléctrica

Gestión de Carga de Vehículos Eléctricos a partir de Dinámicas Indeseadas en Generación Solar Fotovoltaica

*Trabajo de titulación
previo a la obtención del
título de Ingeniera
Eléctrica*

Autora:

Ivania Carolina Aguirre Pardo
ivania.aguirre36@gmail.com

C.I. 1104676810

Director:

Ing. Ciro Mauricio Larco Barros, Ph.D.

C.I. 0102117082

Co-director:

Ing. Luis Gerardo González Morales, Ph.D.

C.I. 1729711059

Cuenca – Ecuador

9 de abril de 2021

Resumen

Los sistemas de generación de energía a partir del uso del recurso solar, constituyen una alternativa para contribuir a mitigar la problemática del cambio climático, pero su integración en las redes de distribución ocasiona inconvenientes en calidad de energía y la estabilidad de la red, como consecuencia de su naturaleza intermitente, que provoca que se presenten rápidas variaciones en la potencia de salida de los módulos fotovoltaicos. Las fluctuaciones producidas no alcanzan a ser controladas desde su generación, por lo que se requiere combinar estos sistemas con tecnologías de almacenamiento de energía, que ayuden a reducirlas. Por ello, el presente trabajo se orientó al desarrollo de un modelo de simulación de un sistema de gestión de energía, que controle el proceso de carga del vehículo eléctrico, a partir de la dinámica de la generación fotovoltaica.

En la estación meteorológica del laboratorio de Micro Redes de la Universidad de Cuenca, ubicado en el campus Balsay, se estudió el comportamiento dinámico de la generación de energía PV en intervalos de 1s, para un periodo de análisis de 6h00 a 18h00, durante 30 días; en base a los resultados obtenidos, se aplicó la estrategia de control de rampa de potencia, para un día con altas variaciones y otro con variaciones promedio; luego se diseñaron los modelos de gestión carga para vehículos eléctricos, en dos escenarios: un solo vehículo y más de un vehículo conectados en el Punto Común de Conexión (PCC).

Los resultados mostraron que el comportamiento dinámico de la generación fotovoltaica en la zona de estudio, presenta fluctuaciones rápidas de potencia en instantes muy cortos de tiempo, alcanzando una variación promedio de $7,20 \text{ kW}/\text{min}$ y un coeficiente de variabilidad de 32,09%, en el mes de septiembre del 2020; la aplicación del algoritmo de control de rampa de potencia, para las dos condiciones, mostraron que la integración de un único vehículo eléctrico en el PCC no es suficiente para reducir la totalidad de las fluctuaciones fotovoltaicas, mientras que al incrementar el número de vehículos el nivel de variaciones se reduce en su mayoría. Se concluye que, es posible integrar las estaciones de carga de vehículos eléctricos a los sistemas de generación de energía solar fotovoltaica, para disminuir los impactos de esta tecnología en la red de suministro de energía eléctrica.

Palabras Clave: Fluctuaciones Fotovoltaicas. Vehículo Eléctrico. Control de Rampa de Potencia. Sistema de Gestión de Energía.



Abstract

Energy generation systems from the use of solar resources constitute an alternative to help mitigate the problem of climate change, but their integration into the distribution networks causes problems in the energy quality and the stability of the network, as a consequence of its intermittent nature, which causes rapid variations in the output power of the photovoltaic modules to occur. The fluctuations produced cannot be controlled from their generation, so it is necessary to combine these systems with energy storage technologies, which help to reduce them. For this reason, the present work was oriented to the development of a simulation model of an energy management system, which controls the charging process of the electric vehicle, based on the dynamics of photovoltaic generation.

At the meteorological station of the Micro Networks laboratory of the University of Cuenca, located on the Balsay campus, the dynamic behavior of PV power generation was studied in 1s intervals, for an analysis period from 6:00 a.m. to 6:00 p.m., for 30 days. ; Based on the results obtained, the power ramp control strategy was applied, for a day with high variations and another with average variations; then the load management models for electric vehicles were designed in two scenarios: a single vehicle and more than one vehicle connected in the Common Connection Point (PCC).

The results showed that the dynamic behavior of the photovoltaic generation in the study area presents rapid power fluctuations in very short moments, reaching an average variation of $7,20 \text{ kW/min}$ and a coefficient of variability of 32.09%, in the month of September 2020; The application of the power ramp control algorithm, for the two conditions, showed that the integration of a single electric vehicle in the PCC is not enough to reduce all the photovoltaic fluctuations, while by increasing the number of vehicles the level of variations is mostly reduced. It is concluded that it is possible to integrate electric vehicle charging stations into photovoltaic solar energy generation systems, to reduce the impacts of this technology on the electric power supply network.

Keywords: Photovoltaic Fluctuations. Electric Vehicle. Power Ramp Control. Energy Management System.



Índice General

RESUMEN.....	2
ABSTRACT.....	3
ÍNDICE DE FIGURAS.....	6
AGRADECIMIENTOS.....	11
DEDICATORIA.....	12
ABREVIACIONES Y ACRÓNIMOS.....	13
CAPÍTULO 1 : INTRODUCCIÓN	15
1.1. INTRODUCCIÓN.....	15
1.2. OBJETIVOS	16
1.2.1. Objetivo General.....	16
1.2.2. Objetivos Específicos.....	17
CAPÍTULO 2 : ESTADO DEL ARTE.....	18
2.1. ENERGÍAS RENOVABLES.....	18
2.1.1. Energía Hidroeléctrica.....	20
2.1.2. Energía Eólica.....	22
2.1.3. Bioenergía.....	22
2.2. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	24
2.2.1. Sistemas de Generación Solar Fotovoltaico.....	24
2.3. MOVILIDAD ELÉCTRICA.....	28
2.3.1. Vehículos a tracción eléctrica.....	29
2.3.2. Infraestructura de Carga de Vehículos Eléctricos a Batería.....	32
2.3.3. Parque Automotriz Eléctrico en Ecuador.....	40
CAPÍTULO 3 : COMPORTAMIENTO DINÁMICO DEL SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO Y VEHÍCULOS DE TRACCIÓN ELÉCTRICA	42
3.1. FLUCTUACIONES DE POTENCIA GENERADAS POR LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.....	42
3.2. DESAFÍOS DE LA INTEGRACIÓN EN LA RED ELÉCTRICA DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS A GRAN ESCALA.....	42
3.3. CONTROL DE FLUCTUACIONES DE POTENCIA GENERADAS POR SISTEMAS DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICOS.....	45
3.3.1. Estrategias de Control de Fluctuaciones de Potencia Generadas por Sistemas de Energía Solar Fotovoltaicos.....	45
3.4. VEHÍCULOS DE TRACCIÓN ELÉCTRICA.....	49
3.4.1. Impacto Ambiental y Económico de los Vehículos de Tracción Eléctrica.....	50
3.4.2. Impacto de los Vehículos de Tracción Eléctrica en la Red de Distribución.....	51
3.5. IMPORTANCIA DE SISTEMAS MÓVILES DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	53



3.6. INTEGRACIÓN DEL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE LOS VEHÍCULOS ELÉCTRICOS Y ENERGÍAS RENOVABLES VARIABLES	54
3.7. CARGA INTELIGENTE DE VEHÍCULOS DE TRACCIÓN ELÉCTRICA (<i>SMART CHARGING</i>)	55
3.7.1. Carga Unidireccional de Vehículos de Tracción Eléctrica	56
3.7.2. Carga Bidireccional de Vehículos de Tracción Eléctrica	56
CAPÍTULO 4 : ALGORITMO DE GESTIÓN DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	59
4.1. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA Y DEL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN ESTUDIO	60
4.2. DESARROLLO DE ALGORITMO DE CONTROL DE RAMPA DE POTENCIA.....	61
4.2.1. OBTENCIÓN DE LAS CURVAS DE POTENCIA SOLAR FOTOVOLTAICA	62
4.2.2. Determinación de la Razón de Cambio de la Potencia Inyectada del Sistema Solar Fotovoltaico.....	63
4.2.3. Evaluación del Cumplimiento del Límite Razón de Cambio o Rampa Máxima.....	63
4.2.4. Dinámica de Control del Proceso de Carga del Vehículo Eléctrico.....	63
4.2.5. Potencia Fotovoltaica en el Punto Común de Conexión.....	66
CAPÍTULO 5 : DESARROLLO DEL MODELO DE CONTROL DE CARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS	68
5.1. METODOLOGÍA	68
5.1.1. Escenario 1: Gestión de carga de un único vehículo eléctrico en el Punto Común de Conexión, a partir de la dinámica fluctuante de un sistema solar fotovoltaico de 15kWp	70
5.1.2. Escenario 2: Gestión de carga coordinada varios vehículos eléctricos conectados en el Punto Común de Conexión, a partir de la dinámica fluctuante de un sistema solar fotovoltaico de 15kWp. .	74
CAPÍTULO 6 : RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....	78
6.1. COMPORTAMIENTO DINÁMICO DE LA GENERACIÓN DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN LA ZONA DE ESTUDIO.....	78
6.2. SISTEMA DE GESTIÓN DE ENERGÍA.....	82
6.3. MODELO DE SIMULACIÓN DE ESTACIÓN DE CARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS.....	83
CONCLUSIONES.....	108
RECOMENDACIONES.....	110
BIBLIOGRAFÍA	111

Índice de figuras

Figura 2.1 Capacidad anual de energía renovable, 2013-2019 [9]	19
Figura 2.2 Potencia Nominal en Generación de Energía Eléctrica (adaptada de [17]).....	20
Figura 2.3 Central hidroeléctrica con embalse y presa [20]	21
Figura 2.4 Central hidroeléctrica de paso (run in-river) [21]	21
Figura 2.5 Etapas de conversión en un Sistema de Turbina (WTS) [23]	22
Figura 2.6 Porcentajes estimados de bioenergía en consumo final de energía [9]	23
Figura 2.7 Esquema de un sistema de energía solar fotovoltaica conectado a la red [33].....	25
Figura 2.8 Esquema general de un sistema de energía solar fotovoltaica aislado [40]	27
Figura 2.9 Tipologías de vehículos eléctricos [41]	29
Figura 2.10 On-board Charger vs Off-Board Charger. Adaptado de [46]	33
Figura 2.11 Sistema de Carga Inductiva (adaptado de [45])	34
Figura 2.12 Esquema del modo 1 de carga (adaptada de [41])	35
Figura 2.13 Esquema del modo 2 de carga (adaptada de [41])	36
Figura 2.14 Esquema del modo 3 de carga (adaptada de [41])	36
Figura 2.15 Esquema del modo 4 de carga (adaptada de [41])	37
Figura 2.16 Tipos de cargadores: IEC 62196-2 & IEC 62196-3 [49]	37
Figura 2.17 Cargador Tesla	39
Figura 2.18 Consumo de energía por el sector transporte (adaptado de [6])	40
Figura 2.19 Cantidad de Vehículos Eléctricos vendidos en Ecuador, agosto 2020 [54]	41
Figura 3.1 Esquema para aplicación de los algoritmos de control de fluctuaciones fotovoltaicas	46
Figura 3.2 Distintos métodos para el cálculo de la tasa de rampa [14]	48
Figura 3.3 Eficiencia energética vehículos eléctricos vs vehículos de combustión interna [41]	49
Figura 3.4 Impactos de la integración de vehículos eléctricos en la red de distribución (adaptado de [66])	52
Figura 3.5 Estrategias de vehículos eléctricos para desplegar las energías renovables variables [15]	54
Figura 3.6 Marco de Referencia de las tecnologías V2H, V2V y V2G [79]	58
Figura 4.1 Diagrama de flujo del algoritmo de gestión de energía	59
Figura 4.2 Sistema de Generación Solar Fotovoltaica del Laboratorio de Micro redes de la Universidad de Cuenca	60
Figura 4.3 Banco de baterías del vehículo eléctrico modelo Soul del fabricante KIA (Corea)	61
Figura 4.4 Comportamiento típico del sistema de generación solar fotovoltaica bajo estudio	62
Figura 4.5 Tiempo de respuesta del EV Kia Soul frente a cambios en la señal del ciclo de trabajo [49]	64
Figura 4.6 Tiempo de respuesta del EV BYD e5 frente a cambios en la señal del ciclo de trabajo [49]	64
Figura 4.7 Esquema del sistema bajo estudio, para la aplicación del algoritmo de gestión de energía	67
Figura 5.1 Potencia de salida fotovoltaica vs potencia restringida por estrategia de rampa de potencia	69
Figura 5.2 Esquema para desarrollo del primer escenario de evaluación	70
Figura 5.3 Potencia fotovoltaica excedente vs potencia de carga del vehículo eléctrico	71
Figura 5.4 Potencia de carga del vehículo eléctrico para distintos tiempos de respuesta de un EV	72
Figura 5.5. Proceso para el control de la dinámica de carga del vehículo eléctrico	73
Figura 5.6 Esquema para desarrollo del segundo escenario de evaluación	74
Figura 5.7 Potencia fotovoltaica excedente vs potencia de carga de un único vehículo eléctrico	75
Figura 5.8. Potencia de carga del vehículo eléctrico para distintos tiempos de respuesta	76
Figura 5.9. Proceso para el control de la dinámica de carga del conjunto de vehículos eléctricos	77
Figura 6.1 Comportamiento diario de la generación solar fotovoltaica, Campus Balzay, Cuenca	78



Figura 6.2 Fluctuaciones máximas y promedio para los 30 días del mes de septiembre del año 2020	80
Figura 6.3 Potencia Fotovoltaica Generada: a) día de mayor fluctuación (28 de septiembre) y (b) día con fluctuaciones intermedias (6 de septiembre)	81
Figura 6.4 Fluctuaciones máximas y promedio para cada hora del día 28 de septiembre	81
Figura 6.5 Fluctuaciones máximas y promedio para cada hora del día 6 de septiembre	82
Figura 6.6 Esquema para aplicación del sistema de gestión de la energía solar fotovoltaica	83
Figura 6.7. Esquema de referencia para el primer escenario de análisis	84
Figura 6.8 Dinámica de carga del vehículo eléctrico, día con fluctuaciones máximas	85
Figura 6.9 Potencia fotovoltaica vs potencia de carga del vehículo eléctrico, día con fluctuaciones máximas	86
Figura 6.10 Rampa fotovoltaica vs rampa en el PCC, día con máximas fluctuaciones	87
Figura 6.11 Tiempo de respuesta del vehículo eléctrico y porcentaje de reducción de fluctuaciones de potencia fotovoltaica	87
Figura 6.12 Potencia fotovoltaica, dinámica de carga y potencia en el PCC, día con máximas fluctuaciones	89
Figura 6.13 Dinámica de carga del vehículo eléctrico, día con fluctuaciones promedio	90
Figura 6.14 Potencia fotovoltaica vs potencia de carga del vehículo eléctrico, día con fluctuaciones promedio	91
Figura 6.15 Rampa fotovoltaica vs rampa en el PCC, día con fluctuaciones promedio	92
Figura 6.16 Tiempo de respuesta del vehículo eléctrico y porcentaje de reducción de fluctuaciones de potencia fotovoltaica	93
Figura 6.17 Potencia fotovoltaica, dinámica de carga y potencia en el PCC, día con fluctuaciones promedio	94
Figura 6.18. Esquema de referencia para el segundo escenario de análisis	95
Figura 6.19 Dinámica de carga de un solo vehículo eléctrico en el PCC, día con fluctuaciones máximas	96
Figura 6.20 Dinámica de carga del total de vehículos eléctricos en el PCC, día con fluctuaciones máximas	97
Figura 6.21 Potencia fotovoltaica vs potencia de carga del vehículo eléctrico, día con fluctuaciones máximas	98
Figura 6.22 Rampa fotovoltaica vs rampa en el PCC, día con fluctuaciones máximas	99
Figura 6.23 Relación del tiempo de respuesta y número de vehículos eléctricos, sobre el porcentaje de reducción de fluctuaciones fotovoltaicas	100
Figura 6.24 a) Dinámica de carga de 10 vehículos eléctricos, b) rampa de potencia fotovoltaica en el PCC	101
Figura 6.25 Potencia fotovoltaica generada, dinámica de carga del vehículo eléctrico y potencia fotovoltaica en el PCC, día con máximas fluctuaciones	101
Figura 6.26 Comportamiento dinámico del sistema de carga a) de un solo vehículo eléctrico, b) del conjunto de vehículos eléctricos	102
Figura 6.27 Potencia fotovoltaica vs potencia de carga del vehículo eléctrico, día con fluctuaciones intermedias	103
Figura 6.28 Rampa fotovoltaica vs rampa en el PCC, día con fluctuaciones intermedias	104
Figura 6.29 Relación del tiempo de respuesta y número de vehículos eléctricos, sobre el porcentaje de reducción de fluctuaciones fotovoltaicas	105
Figura 6.30 a) Dinámica de carga de 10 vehículos eléctricos, b) rampa de potencia fotovoltaica en el PCC	106
Figura 6.31 Potencia fotovoltaica, dinámica de carga y potencia en el PCC, día con fluctuaciones promedio	106



Índice de tablas

Tabla 2.1 Beneficios y Desafíos del Cargador On-Board y del Cargador Off-Board [44]	33
Tabla 4.4.1 Especificaciones de potencia de carga para distintas marcas de vehículo eléctricos [82]	65



Cláusula de licencia y autorización para publicación en el Repositorio Institucional

Ivania Carolina Aguirre Pardo en calidad de autor/a y titular de los derechos morales y patrimoniales del trabajo de titulación "Gestión de Carga de Vehículos Eléctricos a partir de Dinámicas Indeseadas en Generación Solar Fotovoltaica", de conformidad con el Art. 114 del CÓDIGO ORGÁNICO DE LA ECONOMÍA SOCIAL DE LOS CONOCIMIENTOS, CREATIVIDAD E INNOVACIÓN reconozco a favor de la Universidad de Cuenca una licencia gratuita, intransferible y no exclusiva para el uso no comercial de la obra, con fines estrictamente académicos.

Asimismo, autorizo a la Universidad de Cuenca para que realice la publicación de este trabajo de titulación en el repositorio institucional, de conformidad a lo dispuesto en el Art. 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior.

Cuenca, 9 de abril de 2021

Ivania Carolina Aguirre Pardo

C.I: 110467681-0



Cláusula de Propiedad Intelectual

Ivania Carolina Aguirre Pardo, autor/a del trabajo de titulación "Gestión de Carga de Vehículos Eléctricos a partir de Dinámicas Indeseadas en Generación Solar Fotovoltaica", certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor/a.

Cuenca, 9 de abril de 2021

Ivania Carolina Aguirre Pardo

C.I: 110467681-0



Agradecimientos

A la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Cuenca, por haber sido parte esencial para mi formación profesional y personal, por fortalecer mis valores de responsabilidad, perseverancia y compañerismo

Al Ing. Ciro Larco por su apoyo y colaboración durante el desarrollo del trabajo de titulación. Al Ing. Luis González, por su orientación oportuna, motivación, su constante aliento y soporte, por ser parte fundamental para el éxito en la culminación del trabajo de titulación; y todo los consejos y enseñanzas de vida, siempre buscando mi superación profesional y personal. A Pablo Delgado, quien me brindó su confianza y apoyo, siempre procurando que el ambiente de trabajo en el Laboratorio de Micro redes sea ameno y agradable.

Especial agradecimiento a mis padres, que sin importar la situación, siempre estuvieron a mi lado y me apoyaron en mi decisión de salir de casa para ir a otra a ciudad a estudiar y superarme, gracias a su acompañamiento y confianza en mí, pude terminar mi carrera universitaria. A mi hermana, que es mi mayor tesoro, por aconsejarme y guiarme, y ser mi compañera en mis años de estudio. Mis abuelitos, por ser los pilares de mi fortaleza, por nunca perder la fe en mí y alentarme a seguir superándome.

A David Llivicura, quien me brindó su apoyo y calidez en las etapas más decisivas de culminación de mi trabajo de titulación.



Dedicatoria

A Luis Aguirre y Jackeline Pardo, por las enseñanzas que traje conmigo para enfrentar este reto.

A mi hermana Valeria Aguirre, mi compañera y confidente incondicional.

A mis abuelitos, la razón que me impulsa a continuar en la lucha por superarme y salir adelante.

A mi tío Geovanny Pardo, mi modelo y ejemplo de perseverancia y honestidad.



Abreviaciones y Acrónimos

ANRE: Romanian Energy Regulatory Authority

ARC: Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables

BDEW: German Association of Energy and Water Industries

BEV: Battery Electric Vehicle

BIPV: Building-Integrated Photovoltaics

BSS: Battery Swapping Stations

CA: Corriente Alterna

CC: Corriente Continua

CI: Combustión Interna

CO₂: Dióxido de Carbono

CSP: Concentration Solar Power

ERV: Energía Renovable Variable

EV: Electric Vehicle

EVSE: Electric Vehicle Supply Equipment

FCEV: Fuel-Cell Electric Vehicle

FERC: Federal Energy Regulatory Commission

GEI: Gases de Efecto Invernadero

HEV: Hybrid Electric Vehicle

IEA: International Energy Agency

IEC: International Electrotechnical Commission

IRENA: International Renewable Energy Agency

LPF: Low Pass Filter

MA: Moving Average

MPP: Maximum Power Point



MPPT: Maximum Power Point Tracker

NEA: National Energy Administration

NERSA: National Energy Regulator of South Africa

PCC: Punto Común de Conexión

PHEV: Plug-in hybrid electric vehicle

PREPA: Puerto Rico Electric Power Authority

PV: Photovoltaic

REN21: Red de Políticas de Energías Renovables para el Siglo XXI

SAE: Sistemas de Almacenamiento de Energía

SCADA: Supervisory Control and Data Acquisition

SEE: Sistema Eléctrico Ecuatoriano

SIN: Sistema Nacional Interconectado

V1G: Carga Unidireccional

V2G: Carga Bidireccional, Vehicle-to-Grid

V2H: Vehicle-to-Home

V2V: Vehicle-to-Vehicle



Capítulo 1 : Introducción

1.1. Introducción

La energía es un recurso indispensable para el desarrollo de los países; sin embargo, constituye uno de los sectores que mayor porcentaje de contaminación genera. Es así que, en la última década, el consumo global de energía registró un incremento del 83,6%; con una participación de los combustibles fósiles superior al 85% [1].

El uso de sistemas convencionales para la generación de energía, está ocasionando graves impactos en el ambiente, siendo el cambio climático el más importante; se manifiesta como la variación acelerada de las características del sistema climático global, que afecta de manera directa en los componentes de los ecosistemas y su biodiversidad. Los efectos del cambio climático se atribuyen principalmente a la emisión de Gases de Efecto Invernadero (GEI), que provocan el incremento de la temperatura de la Tierra, fenómeno conocido como calentamiento global [2], [3], [4].

La creciente emisión de GEI genera preocupación a nivel mundial, en la última década se registró un incremento del 87% en emisiones de dióxido de carbono (CO_2); del cual el 48% corresponde a la producción de energía y calor y el 32% al sector transporte [5]. En el Ecuador, el mayor contaminante es el sector del transporte, con el 94% de emisiones de GEI [6].

En este contexto, es necesario, desarrollar sistemas alternativos de suministro de energía, basados en el uso de fuentes de energía renovables [7]; así como, la aplicación de mecanismos que propicien mayor eficiencia energética en el sector del transporte [8]. Las fuentes de energía renovable como: bioenergía, radiación solar directa, energía térmica, hidroelectricidad, energía del viento y del océano, se derivan de flujos de energía que se reponen de manera natural en el ambiente [7]. La energía eólica y solar fotovoltaica son las más destacables; sin embargo, presentan limitaciones en su producción, como consecuencia de la variabilidad estacional, puesto que dependen de las condiciones climáticas [9].

El Sistema Eléctrico Ecuatoriano (SEE), en el periodo 2010 a septiembre 2020, registró un importante incremento en la producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, aproximadamente de 127%; superior a su contraparte no renovable, que presentó un incremento cercano a 16% [10]. La mayor representación provino de las centrales hidroeléctricas, con un crecimiento alrededor del 44%. Pero, además, se evidencia la introducción progresiva de la generación eólica y la solar fotovoltaica, con un desarrollo del 11% y 0,07%, respectivamente [11].

Los sistemas de generación de energía solar fotovoltaica (photovoltaic, PV) utilizan la radiación solar como recurso primario para producir energía eléctrica. Estos sistemas no generan emisiones de GEI, ya que no requieren procesos de extracción, refinamiento o transporte [12]. Sin embargo, su principal desventaja constituye la dinámica fluctuante, debido a la condición atmosférica del paso de nubes, que influye directamente en la relación entre el nivel de radiación incidente en los módulos PV y la potencia que generan [1].

Los altos niveles de penetración de los sistemas PV en las redes de distribución pueden ocasionar inconvenientes técnicos para su manejo y operación. Al no contar con la elevada inercia mecánica típica de los generadores electromecánicos, la red se expone a fenómenos que comprometen la calidad de energía como variaciones de tensión y frecuencia [1]; por tanto, los operadores de red deberán adoptar nuevos mecanismos que les permitan mitigar los problemas de calidad de energía y, a la vez, cumplir con las regulaciones correspondientes [13]. En este marco, varios países han establecido políticas para limitar la velocidad de la tasa de variación de potencia PV, la cual puede definirse en intervalos de tiempo de segundos o minutos y como un porcentaje de la capacidad nominal de la planta PV [14].

Así mismo, se considera que los sistemas de almacenamiento de energía de los vehículos eléctricos pueden constituir un mecanismo eficiente para la reducción de las fluctuaciones PV [13]. El banco de baterías del vehículo eléctrico se constituye como una herramienta clave para proporcionar flexibilidad al sistema de potencia, ante circunstancias de integración de energías renovables variables, en el sentido de utilizarlas para acumular los excesos de energía generada [15].

Con estos antecedentes, con el fin de mitigar la incidencia de una alta penetración de fuentes de origen renovable no determinística en sistemas de generación distribuida en el presente trabajo de investigación plantea los siguientes objetivos:

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo General

Desarrollar un modelo de simulación de gestión de energía para procesos de carga de vehículos eléctricos, a partir de la dinámica de generación de energía solar fotovoltaica.



1.2.2. Objetivos Específicos

- I. Estudiar el comportamiento dinámico de la generación de energía solar fotovoltaica en la zona de estudio.
- II. Desarrollar un sistema de gestión de energía que permita reducir las variaciones generadas en un sistema solar fotovoltaico.
- III. Diseñar un modelo de simulación de estación de carga de vehículos eléctricos, bajo consignas del sistema de gestión de energía

Capítulo 2 : Estado del Arte

2.1. Energías Renovables

Las energías renovables son fuentes limpias de energía, y constituyen la mejor opción para mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero, causados principalmente por los sistemas convencionales de generación de energía. Estos sistemas, en conjunto con el sector transporte, representan alrededor del 25% del total de emisiones a nivel mundial [5]. Con el incremento de la participación de fuentes de energías renovables, las emisiones de estos gases, pueden reducirse significativamente.

Se pueden definir a las energías renovables como aquellas que provienen de flujos de energía que se reponen naturalmente en el ambiente. En todas partes del mundo se encuentran disponibles diversas fuentes energía renovable, entre ellas: bioenergía, radiación solar directa, energía térmica, hidroelectricidad, energía del viento y del océano (olas y mareas) [7].

Sin embargo, estas fuentes de energía se ven limitadas en su utilización por la discontinuidad de producción, debido a las variaciones estacionales no deterministas y complejamente predecibles, ya que la mayor parte dependen de las condiciones climáticas; por tal razón para un mejor y eficiente aprovechamiento de estos recursos, se utilizan métodos complejos de diseño, planificación y gestión de producción [7].

El manejo óptimo de las fuentes renovables en la disminución de las emisiones de gases contaminantes a la atmósfera, sumado a la reducción sostenida en los costos de producción en los últimos años, ha llevado a varios países a implementar cada vez estas alternativas como parte de su sistema de energía (matriz energética). Además, actualmente, las energías eólica y solar se han convertido en fuentes principales de generación de energía, y son cada vez más competitivas en cuestión de costos con relación a las plantas eléctricas de combustibles fósiles [9].

En la figura 2.1 se presenta el reporte elaborado por [9], el cual indica que en el año 2019 las energías renovables alcanzaron una cifra record en capacidad instalada, creciendo en más de 200 GW. La mayor parte de este incremento correspondió a la energía solar fotovoltaica con alrededor de 115 GW, seguida de energía eólica con un 30% y energía hidroeléctrica con 8%, el porcentaje restante correspondió a bioenergía, energía térmica y energía solar térmica de concentración (CSP, por sus siglas en inglés).

De acuerdo al reporte presentado por IEA [16], la generación de energía solar fotovoltaica se posiciona como la tercera tecnología renovable de mayor extensión, después de la hidroelectricidad y la eólica on-shore, con una participación global cercana al 3%.

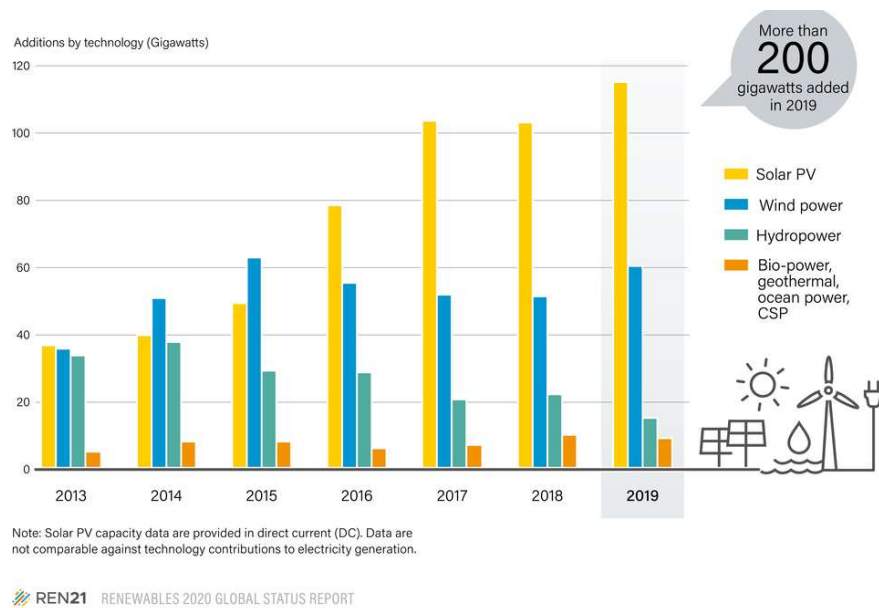


Figura 2.1 Capacidad anual de energía renovable, 2013-2019 [9]

En el caso de Ecuador, de acuerdo a la información estadística publicada por la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARC¹) [17], en el primer semestre del año 2020 la energía eléctrica total producida por el parque generador del Sistema Nacional Interconectado (SIN) fue de 27.748,38 GWh. De este total, 25.141,46 GWh (90,58%) pertenecen a generación de energía renovable, cuya participación energética por tipo de tecnología es repartida de la siguiente manera: hidráulica 24.563,53 GWh, biomasa 423,89 GWh, eólica 79,49 GWh, biogás 41,87 GWh y solar fotovoltaica 32,67 GWh. En la figura 2.2, se muestra la participación porcentual de todo el parque generador de energía eléctrica para SIN ecuatoriano, pudiendo destacar el alto porcentaje de participación de la energía hidráulica con 58,45%, y solo un 0,32% pertenece a energía solar.

¹ ARC es el resultado de la fusión de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL), Agencia de Regulación y Control Minero (ARCOM) y Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos (ARCH), a partir del 1 de julio de 2020.

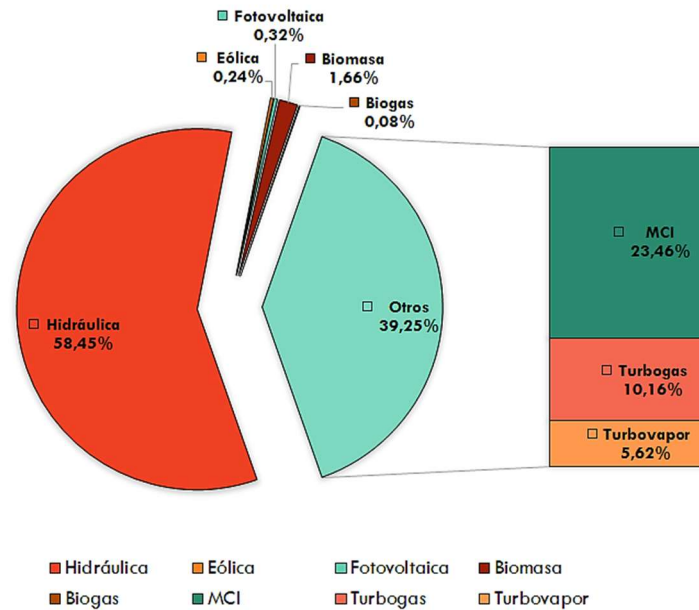


Figura 2.2 Potencia Nominal en Generación de Energía Eléctrica (adaptada de [17])

2.1.1. Energía Hidroeléctrica

La hidroelectricidad es una tecnología que aprovecha la energía de los flujos de agua, en el proceso de producción de energía eléctrica transforma la energía potencial, asociada a la caída de una masa de agua, en energía cinética; esta energía ejerce presión contra las palas de una turbina provocando su movimiento, la energía mecánica de la turbina se convierte en energía eléctrica en el generador [18].

Las plantas hidroeléctricas se pueden encontrar en dos configuraciones básicas: con presa o embalse, y de pasada (sin embalse). La configuración con embalse es principalmente utilizada en proyectos hidroeléctricos de gran escala. En la figura 2.3 se presenta el esquema típico de la configuración con embalse. Esta tecnología cuenta con un sistema de almacenamiento de agua, el cual provee flexibilidad para generar electricidad de acuerdo al requerimiento de la demanda, además de proporcionar energía de respaldo para compensar la pérdida de energía de otras fuentes [19], [18].

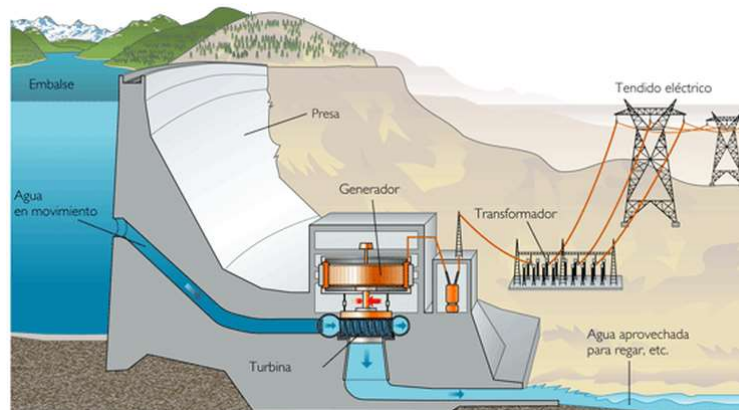


Figura 2.3 Central hidroeléctrica con embalse y presa [20]

Sin embargo, este esquema de funcionamiento, debido a su diseño con embalse, puede generar preocupaciones ambientales y sociales, ya que es capaz de afectar en gran medida la disponibilidad de agua en grandes regiones, la afectación de grandes extensiones de flora y fauna de la región, como por ejemplo inundar ecosistemas valiosos y ocasionar el desplazamiento de poblaciones, así como emitir gases de efecto invernadero, como consecuencia de la descomposición del material orgánico que ha sido inundado [18].

Por su parte, el diseño sin embalse o de pasada (*run in-river*) es encontrado típicamente en esquemas como el mostrado en la figura 2.4; este esquema deja ver que, la configuración de pasada aprovecha de mejor manera el flujo natural de los ríos para la generación de energía. La operación es de forma continua, de acuerdo a la disponibilidad de agua en el momento. Una de las grandes ventajas de esta configuración, es que tiene muy bajo nivel de impacto ambiental, puesto que no interfiere significativamente en el flujo natural del río. Usualmente forma parte de aplicaciones de generación distribuida para proveer electricidad a las poblaciones rurales [18].



Figura 2.4 Central hidroeléctrica de paso (*run in-river*) [21]

2.1.2. Energía Eólica

Los sistemas de generación de energía eólica aprovechan la energía cinética del viento para producir energía eléctrica, a través de un sistema de turbina eólica (*Wind Turbine System*). El esquema característico de este sistema es el mostrado en la figura 2.5, el cual se conforma por las aspas de la turbina unidas al eje de un rotor, y un conjunto de sistema mecánicos, de acuerdo a la tecnología utilizada, un generador eléctrico y la torre, que soporta a todo el sistema; para la conexión con la red eléctrica, se añade un convertidor electrónico de potencia y un transformador [22], [23].

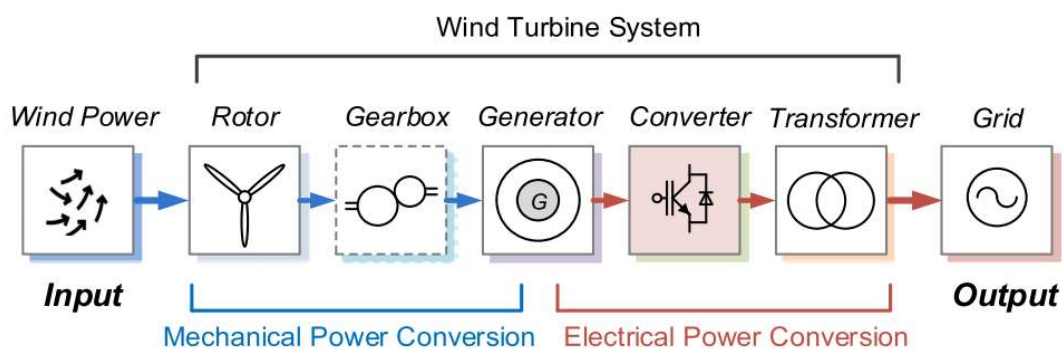


Figura 2.5 Etapas de conversión en un Sistema de Turbina (WTS) [23]

El viento choca contra las palas de la turbina eólica, provocando que, conjuntamente con el eje del rotor, giren, transformando la energía cinética del viento en energía rotacional. El rotor se encuentra mecánicamente acoplado al eje del generador eléctrico, transfiere su energía rotacional al generador haciendo que este gire y produzca finalmente energía eléctrica [22], [24].

La energía eólica, al igual que la energía solar fotovoltaica, es comúnmente conocida como fuente de energía renovable variable (ERV), debido a que la energía que produce varía a lo largo del tiempo [25]. La época del año, el cambio de las estaciones, las características locales de la superficie, entre otros, son factores que intervienen en la variabilidad de la velocidad del viento, tanto en magnitud como en dirección; este cambio de velocidad se expresa en forma de variaciones de voltaje, que constituye el principal inconveniente de la energía eólica, especialmente en sistemas aislados con un alto porcentaje de penetración de esta tecnología [22].

2.1.3. Bioenergía

Se denomina bioenergía a la energía producto del uso de un amplio rango de materiales biológicos, denominados biomasa. La biomasa es una sustancia capaz de transformarse en combustible sólido, líquido y gaseoso, para producir energía térmica, electricidad y combustibles para transporte

(biocombustibles), a través de diversos procesos [9]. Se constituye como una de las fuentes de energía que ha despertado un gran interés en el tránsito hacia un modelo energético sostenible, tanto por su condición de recurso renovable como de moderador de emisiones de GEI [26].

El uso de la bioenergía se distingue en dos categorías principales: tradicional y moderno. El uso tradicional hace referencia a la combustión de biomasa en formas como madera, desperdicios animales y carbón tradicional. Por su parte, las tecnologías modernas de bioenergía incluyen biocombustibles a partir del bagazo y otras plantas, biogás producto de la digestión anaeróbica de residuos, sistemas de calefacción de pellets de madera, entre otras tecnologías [27].

En el año 2018, la Red de Políticas de Energías Renovables para el Siglo XXI (REN21) en su reporte global presentó los datos referentes a la bioenergía en el consumo final de energía, los cuales se ilustran en la figura 2.6. De acuerdo a este reporte, el estimado de contribución de la bioenergía es de 12% (45.2 EJ) al consumo total de energía final, de los cuales el 5,1% (19.3 EJ) corresponden a la bioenergía moderna. La bioenergía moderna proporciona alrededor de 13,9 EJ para calefacción, 3.7 EJ para transporte y 1,7 EJ del suministro energético global [9].

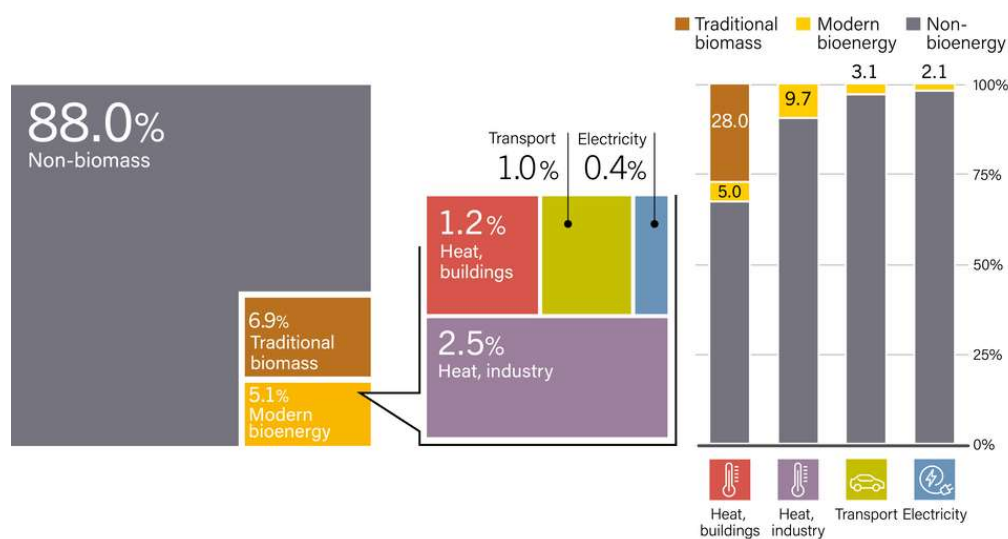


Figura 2.6 Porcentajes estimados de bioenergía en consumo final de energía [9]

La bioenergía se caracteriza por ser una energía disponible durante todo el año y por ser una tecnología que puede combinarse con otras [28]; gracias a estas características la bioenergía puede enfrentar uno de sus mayores desafíos, el crecimiento de sistemas de generación a pequeña escala que propician el desarrollo de entornos de generación distribuida [26].

2.2. Energía Solar Fotovoltaica

A medida que crece la demanda de energía a nivel mundial, debido al incremento poblacional e industrial y al desarrollo económico, resulta indispensable contar con fuentes de energía que además de reducir las emisiones de gases contaminantes, que sean capaces de abastecer los requerimientos energéticos de las poblaciones. Dentro de la gama de recursos renovables mencionados anteriormente disponibles a nivel mundial, la energía solar se caracteriza por ser el recurso más abundante y de libre acceso, con mayor rentabilidad, capacidad y eficiencia para responder a las exigencias de la demanda de energía futura [29].

La energía solar puede ser aprovechada tanto para la generación de electricidad, como para la producción de calor, en cuyo caso se denomina energía solar térmica. La energía solar fotovoltaica es aquella que, por medio de la aplicación del efecto fotovoltaico, transforma de manera directa la irradiación solar en electricidad, para lo cual emplea varios tipos de celdas solares [30], [31]. Su eficiencia se encuentra determinada por la distribución y la intensidad de la radiación solar, parámetros que son distintos en cada región y país [29].

2.2.1. Sistemas de Generación Solar Fotovoltaico

En comparación con los sistemas con fuentes de generación tradicionales a base de combustibles fósiles, los sistemas de energía fotovoltaicos no contribuyen a la emisión de GEI, presentan menor incidencia de daños al ambiente en el sitio donde se genera y no necesita de procesos de extracción, refinamiento o transporte [31].

De manera general, los sistemas fotovoltaicos pueden configurarse en dos modos de operación: como sistemas conectados a la red de suministro eléctrico, en cuyo caso se los conoce como sistemas “*grid-connected*”; o como sistemas aislados, conectados directo a las cargas, denominados sistemas fotovoltaicos “*stand-alone*” [32].

2.2.1.1. Sistemas Fotovoltaicos Conectados a la Red (Grid-Connected)

En la figura 2.7 se detallan los componentes que integran los sistemas fotovoltaicos *grid-connected* [33].

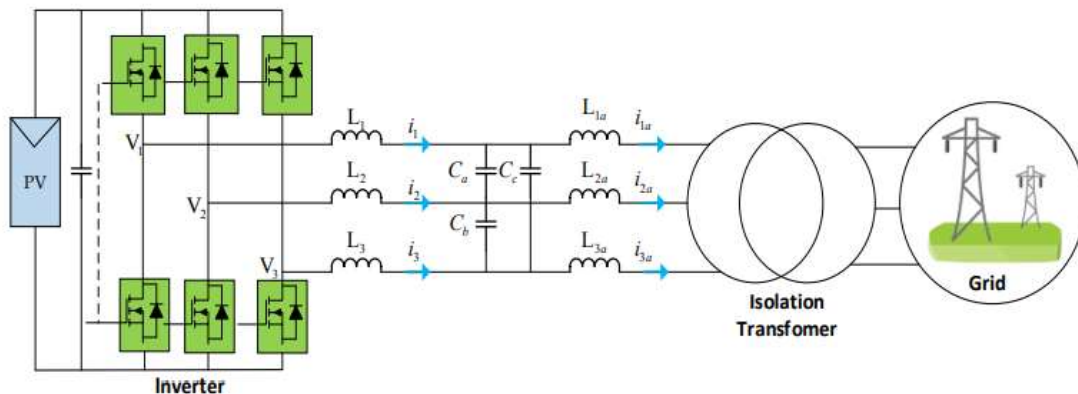


Figura 2.7 Componentes del sistema de energía solar fotovoltaico conectado a la red [33]

A continuación se presenta una breve descripción de cada uno de los componentes [34], [35], [36].

Célula Fotovoltaica: dispositivo fabricado a partir de material semiconductor, típicamente silicio, encargado de convertir instantáneamente la irradiación solar en energía eléctrica de corriente directa. La energía eléctrica producida es función de las propiedades intrínsecas de la célula y de la irradiación solar incidente.

Módulo Fotovoltaico: está compuesto un determinado conjunto de células fotovoltaicas, las cuales se conectan en serie o paralelo para alcanzar los valores de voltaje y los niveles de potencia deseados.

Inversor: su principal función facilitar la interconexión del sistema PV con la red eléctrica, lo realiza a través de la conversión de la potencia en corriente directa generada por los módulos fotovoltaicos, en corriente alterna, en fase y a la misma frecuencia que la red. Además, es capaz de obtener la máxima potencia del arreglo fotovoltaico, gracias a que incorpora un control de seguimiento del punto de máxima potencia (Maximum Power Point Tracker, MPPT), a través de un ajuste continuo de la impedancia de la carga.

Filtro LCL: es utilizado para proporcionar una energía de calidad entre la salida del inversor y la red eléctrica, puesto que, hoy en día distintos convertidores de potencia suelen incluirlos dentro de su sistema, sin embargo, para aplicaciones de gran potencia se presentan filtros externos que adecuan la energía entregada a la red eléctrica. Generalmente buscan atenuar los armónicos de baja y alta frecuencia, que son muy determinantes en la calidad de las ondas de tensión y corriente.

Transformador de Aislamiento: generalmente es implementado en los sistemas PV para elevar o reducir el nivel de tensión que alimentará a la red eléctrica, pero además para proporcionar aislamiento entre el lado de la fuente y del circuito de carga; impidiendo la transferencia de ruido

indeseado a la red y el regreso de corriente desde esta, y brindando seguridad y protección a los componentes electrónicos y a las personas contra descargas eléctricas.

En el funcionamiento de los sistemas de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables como solar y eólica es común hacer uso de sistemas de gestión de energía que permitan optimizar la captación de energía de estas fuentes, para esto se dispone de algoritmos de seguimiento del punto de máxima potencia cuyo objetivo es asegurar que, ante cualquier condición ambiental, la máxima potencia de los módulos fotovoltaicos sea extraída. Para lo cual, el algoritmo alcanza el punto de máxima potencia (Maximum Power Point, MPP) del arreglo de los módulos solares fotovoltaicos con el voltaje y la corriente de operación del inversor [37].

En la literatura [37] se menciona que existen varios algoritmos MPPT, entre los cuales están: observar y perturbar (P&O), conductancia incremental (IC), control por lógica difusa (FLC), corriente fraccional de cortocircuito (FSC), entre otros más, todos buscan maximizar la producción de energía solar fotovoltaica de acuerdo a la irradiancia instantánea.

La producción de energía en los sistemas conectados a la red depende de algunos factores [38], entre los cuales se menciona: las características nominales de los componentes del sistema PV, la configuración de la instalación, la ubicación geográfica, la inclinación y azimut de los módulos PV, objetos que puedan causar sombras.

Por lo tanto, para incrementar el porcentaje de rendimiento energético de la generación PV, sistemas con seguidores solares en uno y dos ejes se vienen implementando. Estos sistemas son dispositivos que mueven continuamente los módulos PV de tal manera que estos siempre estén orientados al sol. El rendimiento energético se incrementa de 10 a 20% con los seguidores en un eje y de 20 a 30% con los de dos ejes [32].

Los sitios donde más comúnmente se instalan sistemas conectados a la red, es sobre el suelo, en centrales de potencia, o en techos o fachadas de edificios, como generación distribuida, destacándose la principal aplicación de los sistemas integrados a edificios (Building-Integrated Photovoltaics, BIPV) [30].

2.2.1.2. Sistemas Fotovoltaicos Aislados (*Stand-Alone*)

Los sistemas fotovoltaicos aislados presentan típicamente un esquema como el de la figura 2.8. Debido a la variabilidad inherente del recurso solar, la energía producida por el generador fotovoltaico no siempre es constante, por lo cual, en los sistemas *stand-alone* se vuelve indispensable incorporar sistemas de almacenamiento de energía [39]. La función de estos sistemas es dar respaldo al sistema fotovoltaico, proporcionando energía a las cargas en horarios nocturnos, o en épocas cuando la radiación solar es baja [39]. En su mayoría, las baterías

utilizadas en estos sistemas son del tipo plomo-ácido, de descarga profunda [32], y en la última década las baterías de ion litio están tomando protagonismo dado a la reducción de sus costos.

Es así que, de acuerdo al último reporte presentado por la empresa BloombergNEF, los precios de los bancos de baterías de Ion-Litio, que se encontraban por encima de \$1,100/ kW en el año 2010, registraron una caída del 89% alcanzando costos de \$137/ kW en el año 2020; la empresa aspira que se reduzcan aún más para el año 2023.

Conjuntamente al sistema de almacenamiento, se requiere de un dispositivo para gestionar el flujo de energía al sistema PV, las baterías y las cargas [39], y garantizar que la cantidad de energía entregada al usuario sea la adecuada [32]. Esta es la función que cumple el controlador de carga, el cual mantiene a la batería en el estado de carga más alto posible, y evitando descargas por debajo de las recomendaciones del fabricante, cumpliendo con las especificaciones estado de carga de los sistemas almacenamiento, como por ejemplo descarga profunda o sobre carga [39].

Los sistemas aislados se encuentran conectados directamente a las cargas, en este sentido, dependiendo del tipo de conexión que requiera la carga, en corriente directa o en corriente alterna, la salida de los módulos fotovoltaicos puede o no tener implementado un inversor.

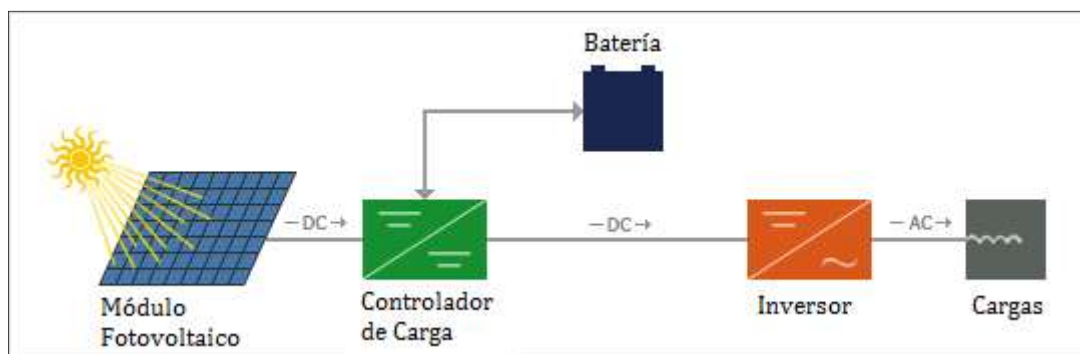


Figura 2.8 Esquema general de un sistema de energía solar fotovoltaica aislado [40]

Los sistemas aislados pueden diferenciarse en dos grupos principales: sistemas domésticos y no domésticos [39].

Sistemas Domésticos Stand-Alone

Estos sistemas están destinados a suministrar energía eléctrica a los hogares y pequeñas comunidades, especialmente en áreas rurales sin acceso a este servicio público [30], para dotar de iluminación, refrigeración y alimentar otras cargas de potencia. De manera general, estos sistemas ofrecen una alternativa económica a la expansión de las líneas de distribución a distancias de 1 o 2 km de las líneas de transmisión [32].

Sistemas No-Domésticos Stand-Alone

Estos sistemas proporcionan energía eléctrica para un amplio rango de aplicaciones, como fuentes de energía para bombeo de agua, refrigeración de medicamentos, o en sistemas más sofisticados como en telecomunicaciones, satélites y vehículos espaciales [29], [32]. Con esta tecnología, la energía fotovoltaica recientemente, gracias a sus características técnicas y costos, se vuelve comercialmente más competitiva frente a otras pequeñas fuentes de generación [32].

2.3. Movilidad Eléctrica

En las últimas dos décadas, la industria automotriz ha sido considerada como una de las principales responsables en el aumento de los problemas del calentamiento global a nivel mundial; en razón de la masiva circulación de vehículos de motor de combustión interna, que emiten grandes cantidades de gases contaminantes a la atmósfera.

Al año 2018, a nivel mundial el sector transporte aportó con un total de emisiones de 8,258 Mt de CO₂, 32% más altas que las registradas en el año 2008 [5]; mientras que, en Ecuador, en el mismo año, un total de 19,25 kt CO₂ se registraron, emisiones que representan un crecimiento del 94% en relación a los últimos diez años [6].

Como respuesta a esta problemática, la industria automotriz propone la iniciativa de reemplazar los vehículos tradicionales por vehículos que incorporen tecnologías de tren motriz eléctrico (propulsados por energía eléctrica), más limpios y más sostenibles.

De acuerdo al concepto presentado en [41], la movilidad eléctrica se define como el conjunto de vehículos que son energizados a través de un motor eléctrico, pero que además incluye las infraestructuras de recarga, puesto que ambos elementos se interconectan y juntos, conllevan a la sostenibilidad de la movilidad.

Si bien la movilidad eléctrica conlleva beneficios significativos en relación a la disminución del grado de contaminación ambiental, en mayor proporción si la energía que utiliza es de origen renovable, enfrenta grandes desafíos como el alto costo inicial, la autonomía de los vehículos, el tiempo requerido para recargar las baterías y, principalmente, la implementación de la infraestructura de recarga [42]. Aunque, dado el ahorro que se genera debido al no uso de combustibles fósiles y el mantenimiento reducido que los vehículos eléctricos necesitan, el costo inicial de estos se amortiza en pocos años [43].

En un futuro se prevé que el tráfico urbano se torne más complejo de gestionar, debido a que en las ciudades empezarán a circular vehículos con tecnologías de propulsión diferentes, de combustión interna, los híbridos y los eléctricos. Como consecuencia, la evolución de la electrificación del transporte tendrá que coexistir con una amplia diversificación de combustibles [42].

2.3.1. Vehículos a tracción eléctrica

Los primeros vehículos eléctricos aparecen en la primera mitad del siglo XIX, mucho antes que los vehículos de motor de gasolina y diésel. La principal limitación que experimentaron fue la poca capacidad de las baterías eléctricas, puesto que los primeros modelos funcionaban con baterías no recargables; por lo que uno de los aportes más destacables de aquella época fue la batería recargable de plomo-ácido inventada por Gaston Planté en 1850.

Más adelante en el año 1899, el ingeniero belga Camille Jenatzy construye el primer vehículo descapotable eléctrico que superó los 100 km/h, “La Jamais Contente” [42], otorgándole mayor autonomía y cierta superioridad a la movilidad eléctrica frente a la tecnología de los motores de combustión interna. Sin embargo, para finales del siglo XX, debido al abaratamiento de los combustibles, la industria automotriz había dejado de lado a los vehículos eléctricos y empezaba la era de los vehículos de combustible de origen fósil.

2.3.1.1. Tipos de Vehículos a Tracción Eléctrica

Entre los tipos de vehículos eléctricos existentes en la actualidad están: los vehículos eléctricos de baterías (Battery Electric Vehicle, BEV), los vehículos eléctricos híbridos (Hybrid Electric Vehicle, HEV) e híbridos eléctricos enchufables (Plug-in hybrid electric vehicle, PHEV) y los de celdas de combustibles (Fuel-Cell Electric Vehicle, FCEV) [43], [42], [41]. El detalle de su esquema se muestra en la figura 2.9. A continuación, se presentan sus respectivas características, ventajas y desventajas.

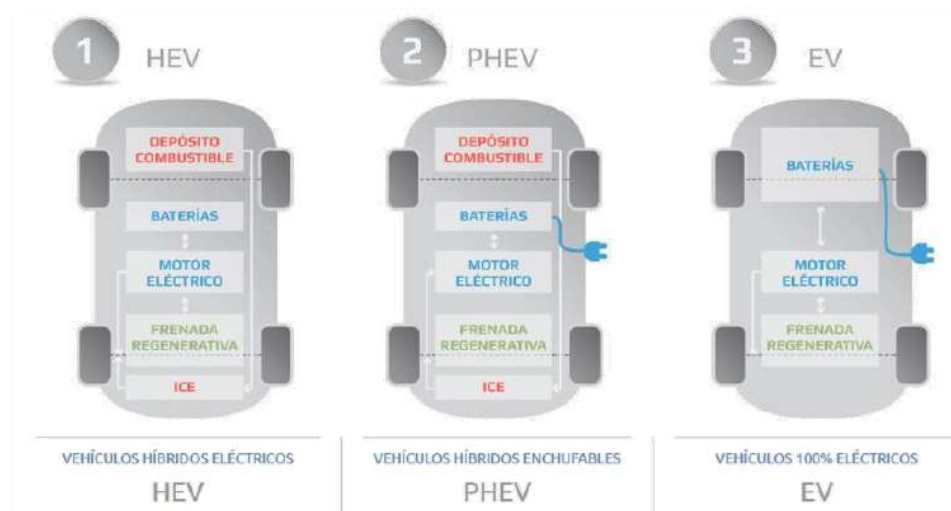


Figura 2.9 Tipologías de vehículos eléctricos [41]

- **Vehículos Eléctricos de Batería (BEV):** Se caracterizan por llevar a bordo un banco de baterías recargables que almacenan la energía eléctrica proveniente de la red, esta energía alimenta el funcionamiento del motor eléctrico, el cual la transforma en energía cinética para generar el movimiento del vehículo. Los sistemas básicos que componen a los BEV son: el motor eléctrico, la batería y el controlador. La capacidad y peso de las baterías constituyen un factor determinante en la autonomía de los BEV.

Por otra parte, los BEV cuentan con fuentes auxiliares para obtención de energía eléctrica, como el sistema de frenado regenerativo; este sistema consiste en el proceso de inversión del funcionamiento del motor eléctrico del vehículo, que pasa a comportarse como generador y carga la batería, ya sea a través del aprovechamiento de la energía cinética durante el frenado, o de la energía potencial cuando pasa por una cuesta.

Como ventajas de esta tipología de vehículos esta su alta eficiencia, muy superior a la de los vehículos de combustión interna (CI), su buena aceleración, además, debido a que no existe proceso de combustión, no produce emisiones de gases contaminantes. El precio de la energía que utilizan es otra gran ventaja, especialmente si se carga durante la noche cuando la tarifa es baja. Independiente de si la fuente de energía que emplean proviniera de centrales térmicas, los niveles de contaminación continuaran siendo inferiores a los producidos por los vehículos de CI.

Sin embargo, los BEV enfrentan ciertos desafíos importantes, como el almacenamiento de energía todavía costoso y el alto tiempo requerido para cargar la batería; sumado a esto, la autonomía de estos vehículos es menor que la de los vehículos convencionales y totalmente dependiente de la disponibilidad de las estaciones de carga, lo que provoca preocupación en los usuarios al no saber si podrán completar su viaje.

- **Vehículos Eléctricos Híbridos (HEV):** Lo que caracteriza a este tipo de vehículos es su combinación de un sistema de propulsión convencional (motor de combustión interna) con una batería eléctrica. La fuente de energía para alimentar las baterías la obtienen del motor de combustión interna, que acciona un generador eléctrico, además dicha energía puede provenir de la energía cinética, conocida como el frenado regenerativo. Debido a su duplicidad de tracción, el HEV posee mucha más complejidad, sin embargo, su diseño se enfrenta al desafío de poder administrar ambas fuentes de energía.

En los HEVs el sistema de propulsión principal es el motor de combustión interna, lo que reduce su grado de electrificación y su nivel de autonomía eléctrica alcanza escasamente 5 km. Además, debido a su sistema de propulsión, comparte las mismas limitaciones e inconvenientes que un vehículo convencional, como mayor desgaste y altas emisiones de dióxido de carbono; además no está adecuado para ser enchufado y recargado.

Los HEV pueden funcionar en dos configuraciones: diseño híbrido-paralelo y diseño híbrido-serie:

Diseño híbrido-paralelo: Este modo de funcionamiento de los HEV utiliza doble tracción, eléctrica y mecánica, para movilizar el vehículo. El arranque es propulsado por una pequeña batería, la cual alimenta al motor eléctrico y puede ser cargada a través del sistema de frenado regenerativo, o mediante la conversión de energía por parte del motor de combustión interna. Para velocidades bajas se emplea la tracción eléctrica, debido a que el motor eléctrico es de baja potencia, pero cuando se requiere incrementar la potencia entra en funcionamiento el motor a combustión. Un ejemplo de modelo comercial que utiliza este modo de funcionamiento es el Toyota Prius.

Diseño híbrido-serie: El principio de estos vehículos es utilizar un motor de combustión interna para recargar las baterías que alimentarán posteriormente al motor eléctrico; convirtiéndolo en el único responsable de propulsar el vehículo. Esta configuración es muy eficiente, pero tiene el inconveniente que necesita una batería de gran capacidad. Un ejemplo comercial de este vehículo es el Chevrolet Vol.

- **Vehículos Eléctricos Híbridos Enchufables (PHEV):** Son una extensión de los HEV, con la diferencia que el banco de baterías que tienen implementado, además de ser de mayor capacidad, cuenta con tres alternativas para recargarse: la primera es a través de conexión externa a un punto de recarga, la segunda es utilizando la energía proporcionada por el motor de gasolina y por último por medio del sistema de frenado regenerativo. La autonomía de los PHEV es superior a los HEV; los primeros 60 km son propulsados únicamente por el motor eléctrico, pero si la energía de la batería llegara a agotarse entra a funcionar el motor de gasolina. Como principal desventaja de este tipo de vehículo está el alto costo que generan sus tres elementos constitutivos: motor de combustión interna, motor eléctrico y banco de baterías.
- **Vehículos Eléctricos de Celdas de Combustible (FCEV):** Los vehículos eléctricos que utilizan celdas de combustible de hidrogeno, almacenado en un tanque presurizado, llevan a cabo la obtención de electricidad más agua (electrolisis inversa) para alimentar al motor eléctrico de tracción; además cuentan con un banco de baterías de menor capacidad, que, coordinado con el sistema de frenado regenerativo, permite el aprovechamiento de la energía cinética. La energía almacenada en la batería es utilizada para que la demanda máxima de la pila de combustible, durante la aceleración, sea la mínima posible y de esta manera optimizar su eficiencia operativa. El mayor inconveniente que enfrenta esta tecnología es la obtención del hidrógeno, puesto que en la naturaleza no se encuentra en estado puro, sino combinado en moléculas (agua e hidrocarburos).

2.3.2. Infraestructura de Carga de Vehículos Eléctricos a Batería

Las estaciones de carga, también denominadas equipo de suministro de vehículos eléctricos (Electric Vehicle Supply Equipment, EVSE), son equipos que proporcionan energía eléctrica para la recarga de las baterías de los vehículos de tracción eléctrica (Electric Vehicle, EV), es decir de los BEV y PHEV. Los múltiples sistemas de carga se pueden distinguir entre sí por la potencia que suministran y por los protocolos de comunicación, que permiten un intercambio de información con el BEV, así como por los modos utilizados para la transferencia de energía [44].

Los EVSE pueden estar ubicados en parqueaderos públicos, centros comerciales, en las propias residencias, etc. Las estaciones de carga son las encargadas de suministrar energía a los EVs, comúnmente las fuentes de energía eléctrica se encuentran en CA, y los sistemas de almacenamiento en CC, por lo que disponen de dos tipos de sistemas de conversión conocidos como:

On-board Charger

El cargador a bordo es un sistema implementado en el interior del vehículo eléctrico, cuya función principal es gestionar el flujo de energía entre la fuente de alimentación (red eléctrica) y el banco de baterías del vehículo, esto a través de un convertidor de potencia CA/CC; este convertidor ajusta la tensión CC a los niveles requeridos por la batería. Entre otras acciones que realiza están la corrección del factor de potencia de la red eléctrica y el monitoreo de la velocidad de carga. Un esquema general del sistema de conversión del cargador a bordo es el de la figura 2.10.

Off-board Charger

El cargador fuera del EV es utilizado para el modo de carga rápida en corriente directa. En este sentido, el cargador se enlaza directamente al banco de baterías desde la estación de carga, como se puede observar en el esquema de la figura 2.10. La principal ventaja de este tipo de cargador es su total independencia en el precio final del vehículo, puesto que no forma parte de la estructura del vehículo [45]. En la tabla 2.1 se presenta un resumen de los beneficios y desafíos de los cargadores *on-board* y *off-board*.

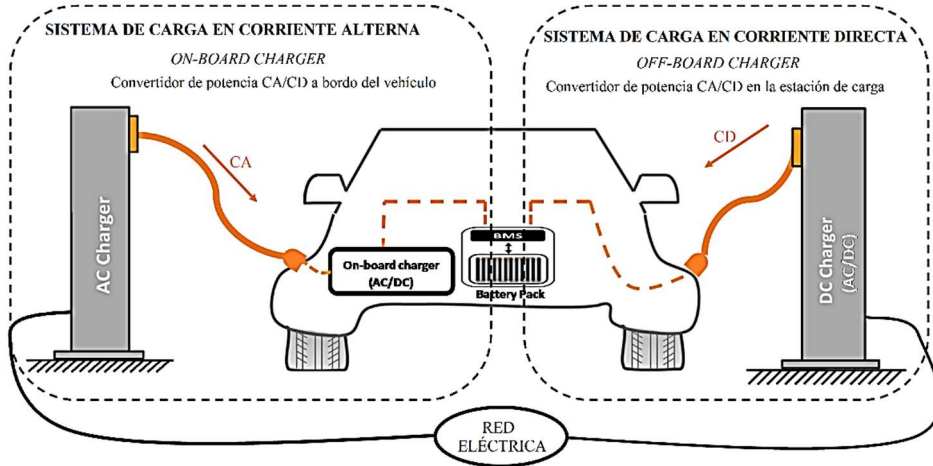


Figura 2.10 On-board Charger vs Off-Board Charger. Adaptado de [46]

Tabla 2.1 Beneficios y Desafíos del Cargador On-Board y del Cargador Off-Board [44]

CARGADOR <i>ON-BOARD</i>	CARGADOR <i>OFF-BOARD</i>
Menor transferencia de energía (kW)	Mayor transferencia de energía (kW)
Carga en niveles bajos de potencia	Carga en niveles altos de potencia
Sin preocupación del calentamiento de la batería	Necesidad de abordar problemas de calentamiento de la batería
Capacidad de recarga en cualquier lugar que tenga disponible un conector	No cuenta con flexibilidad de recargar en varios lugares
Restricciones de tamaño y peso debido al diseño del vehículo	Se elimina la restricción del peso
El Sistema de Manejo de Batería requiere determinar el voltaje suministrado, la capacidad máxima de corriente y la configuración de fase de la estación de carga	El Sistema de Manejo de Batería no permite identificar el malfuncionamiento de las celdas del banco de baterías

En cuanto a la clasificación de las estaciones de carga según los modos de transferencia de energía, existen tres distintos sistemas [45], [44]: sistema de carga conductivo (CA y CC) e inductivo, y redes de intercambio de baterías.

Sistema de Carga Conductivo

Este sistema de carga es la solución más común. Las estaciones que lo implementan pueden proveer tensión en CA o CC. Además, en este sistema de carga es indispensable contar con una conexión física directa entre la estación de carga y el EV, para realizar el proceso de transferencia

de energía. Estos sistemas se caracterizan por su alta eficiencia y simplicidad, además que pueden emplearse tanto en cargadores *on-board*, para carga lenta, como en cargadores *off-board*, para carga rápida.

Sistema de Carga Inductivo

El sistema de carga inductivo, también conocido como sistema de carga inalámbrico, no requiere de un enlace físico entre la fuente de suministro de energía y el EV; puesto que la transferencia de energía se realiza por medio de inducción de campos electromagnéticos. Las ventajas principales de este sistema de carga son la seguridad eléctrica, ante cualquier condición climática, conveniencia para el usuario y durabilidad. Desafortunadamente, esta tecnología es aún inmadura, tiene un costo elevado, genera pérdidas de energía, su eficiencia es menor al 90% y posee una infraestructura compleja. En la figura 2.11 se presenta una ilustración gráfica del sistema de carga inductivo.



Figura 2.11 Sistema de Carga Inductiva (adaptado de [45])

Redes de Intercambio de Baterías

Por medio de la técnica de intercambio de baterías, el usuario puede reemplazar su batería de baja carga por una que se encuentre completamente cargada; este proceso se realiza únicamente en las estaciones de intercambio de baterías (Battery Swaping Stations, BSS). El uso de estas redes posibilita el mejoramiento de la vida útil de la batería, y previene a la red eléctrica de alcanzar el pico de demanda.

Sin embargo, el desarrollo de las BSS se ha visto limitado por la incidencia de algunos factores como: elevado costo de inversión inicial, espacio requerido para su construcción, falta de unificación del tamaño de baterías, capacidad y perfiles de carga; y, la dificultad de estimar el grado de desgaste de la batería.

2.3.2.1. Modos de Carga de Vehículos Eléctricos a Batería

Los modos de carga permiten categorizar las formas de suministro de potencia, establecer el nivel de comunicación/control entre el vehículo eléctrico y la estación de carga, y definir la instalación de protección. A continuación, se describen los cuatro diferentes modos de carga, descritos por la Comisión Electrotécnica Internacional (International Electrotechnical Commission, IEC) en el estándar IEC 61851-1 [47], [48], [41].

Modo 1

En el modo 1 de carga no existe comunicación entre el EV y la red eléctrica. El EV se conecta de manera directa a la red a través de un enchufe doméstico estándar (conector convencional Schuko), sin ningún dispositivo de protección, ni la intervención de funciones de control. Por lo cual, este modo de carga es considerado inseguro y está prohibido en muchas partes del mundo; para la instalación eléctrica del circuito del sistema de carga, se debe cumplir con las regulaciones de seguridad y contar con un sistema de puesta a tierra y un interruptor para proteger contra sobrecarga.

En este modo, el valor máximo de corriente alterna es de 16 A, con un límite de tensión monofásica de 250 V y 480 V trifásica. Por lo general, este modo está destinado a la carga de pequeños vehículos, como motocicletas y bicicletas eléctricas. Una mejor visión de este modo de carga se puede observar en la figura 2.12.

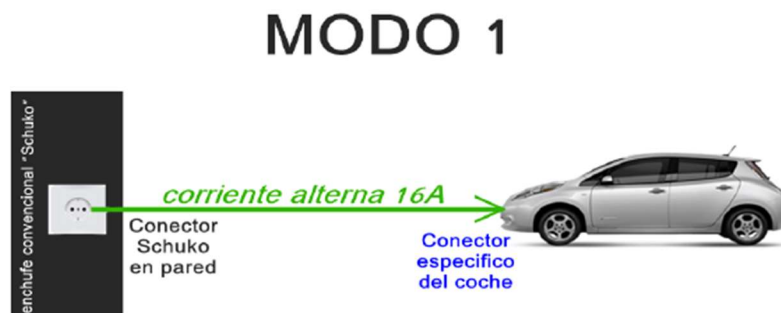


Figura 2.12 Esquema del modo 1 de carga (adaptada de [41])

Modo 2

En el modo 2 se incorpora un dispositivo para la comunicación entre el EV y la red eléctrica. Si bien este modo también utiliza un enchufe, doméstico o industrial, para cargar el EV, ahora el cable de carga viene equipado con un dispositivo de protección y control (In-Cable Control and Protection Device, IC-CPD). Este dispositivo fue incorporado para llevar a cabo las funciones de control y seguridad, como medida de prevención de los riesgos eléctricos asociados al modo 1 de carga. Las funciones de seguridad pueden detectar y monitorear la conexión a tierra de protección, además de contar con protección contra sobre-corriente y sobre-calentamiento.

Para este modo de carga, los valores límites de corriente y tensión definidos son: 32 A y 250 V monofásicos, y 32 A y 480 V trifásicos; en corriente alterna. En la figura 2.13 se presenta el esquema básico del modo 2 de carga.



Figura 2.13 Esquema del modo 2 de carga (adaptada de [41])

Modo 3

En el modo 3 de carga el EV posee un mayor grado de comunicación con la red eléctrica. La conexión es realizada desde el cargador *on-board* del vehículo eléctrico, este se enlaza directamente a un EVSE fijo a través de un cable con un conector específico, como se puede observar en el esquema de la figura 2.14. El EVSE tiene incorporados dispositivos de control y de protección, que incluyen una serie de características como la correcta verificación de conexión EV-EVSE, el control permanente de la toma a tierra y la posibilidad de elegir la potencia de carga dependiendo de las necesidades del vehículo.

En este modo, la corriente máxima puede ser 32 o 63 A, dependiendo del conector utilizado. Generalmente, estos módulos de carga se encuentran en centros comerciales.

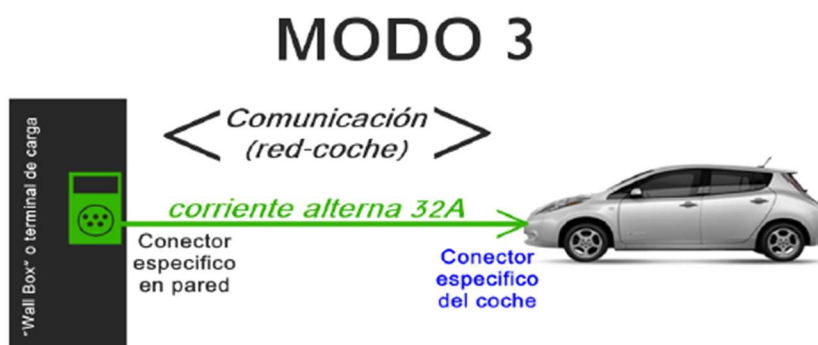


Figura 2.14 Esquema del modo 3 de carga (adaptada de [41])

Modo 4

En este modo de carga, el EV tiene un elevado grado de comunicación con la red eléctrica. La conexión desde el EV se realiza por medio de un cargador externo (*off-board*), con una salida en

corriente continua. La potencia de carga de CC es rectificada desde la red eléctrica de CA en el EVSE, y es entregada directamente a la batería.

La tensión que puede manejar este modo de carga es 400 o 600 V CC, con una máxima corriente de 400 A. Debido al alto nivel de potencia, demanda un mayor nivel de comunicación y características de seguridad más rigurosas, además no es apto para la carga doméstica, únicamente se encuentra disponible en estaciones de servicio habilitadas para tal fin, conocidas como electro lineras. El esquema para este modo de carga se presenta en la figura 2.15.



Figura 2.15 Esquema del modo 4 de carga (adaptada de [41])

2.3.2.2. Estándares de Carga

Los conectores utilizados en los vehículos eléctricos son proyectados para soportar grandes flujos de corriente y así brindar seguridad tanto al vehículo como al usuario. Los tipos de conectores varían su diseño de acuerdo a la marca del vehículo y al modo de carga del EVSE, es así que los estándares internacionales IEC 62196-2 e IEC 62196-3 proporcionan información de los conectores en AC y en DC, respectivamente. Se describen cada uno de los conectores presentados en la figura 2.16 [49], [47], [50].

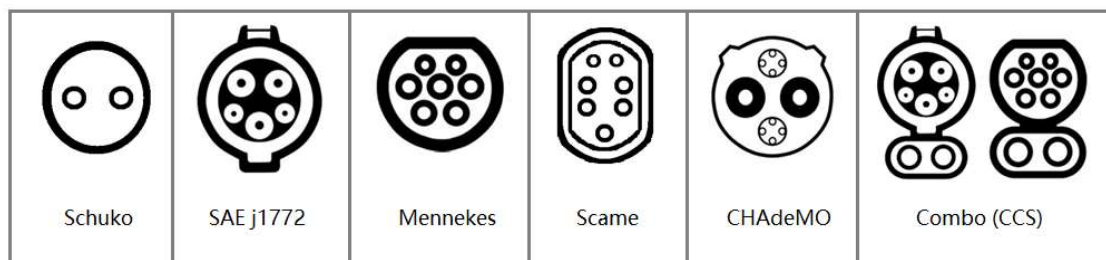


Figura 2.16 Tipos de cargadores: IEC 62196-2 & IEC 62196-3 [49]

- Conector Schuko

El conector Schuko corresponde al enchufe convencional de uso doméstico europeo, definido por el estándar CEE 7/4 Tipo F². Su límite de corriente es 16 A, por lo que solo permite la carga lenta (modo 1 y 2). Tiene dos bornes para la fase y tierra y uno adicional para la toma de tierra.

- Conector tipo 1 (SAE J1772)

Este conector es también conocido como Yazaki, es ampliamente utilizado en Norteamérica y Japón. Soporta conexiones monofásicas de 120 o 240 V, y puede trabajar en dos niveles de carga en CA: carga lenta, con una corriente límite de 16 A, y carga rápida con corrientes de hasta 80 A. Dispone de 5 bornes, 3 corresponden a los típicos de un conector monofásico de baja tensión (fase, neutro y tierra), los dos adicionales permiten la comunicación entre la estación y el EV (detección de proximidad y de control); y por último presenta un dispositivo de bloqueo que impide la desconexión del cargador durante la recarga.

- Conector tipo 2 VDE-AR-E 2623-2-2

También referido como conector Mennekes, por una compañía alemana, brinda acceso tanto a redes monofásicas como trifásicas con 100 V y 500 V, con una potencia de carga hasta 43.5 kW. Puede emplearse para carga monofásica lenta (hasta 16 A) y carga trifásica rápida (hasta 63 A). Cuenta con 7 bornes, de los cuales 4 son para la conexión trifásica (3 fases, 1 neutro), 1 para toma de tierra y 2 para establecer la comunicación entre la estación y el vehículo.

- Conector tipo 3 - Scaeme

Este conector cuenta con dos variantes, tipo 3A y tipo 3C, con 5 y 7 bornes respectivamente. En la primera variante se admite corrientes monofásicas hasta 16 A, mientras que en la segunda variante se permite tanto corrientes trifásicas como monofásicas hasta 32 A. En la actualidad, este conector se encuentra en desuso.

- Conector CHAdeMO

Este conector es ampliamente utilizado en todo el mundo, permite realizar cargas rápidas en corriente continua. Trabaja con el modo 4 de carga, con una corriente hasta 125 A y soporta una potencia de hasta 50 kW en la versión 1; para cargas ultra-rápidas admite hasta 200 A con 65 kW de potencia. Dispone de 10 bornes, toma de tierra y comunicación con la red.

- CHAdeMO 3.0

La Asociación japonesa CHAdeMO, con apoyo del Consejo de Electricidad de China, realizó la presentación oficial de su nuevo estándar de carga de ultra alta potencia, bajo el nombre

² En referencia a uno de los estándares **CEE 7** correspondientes a las normas de la *International Commission on the Rules for the Approval of Electrical Equipment* (IECEE) para los enchufes de uso doméstico en Europa.

comercial de “Chaoji”. Esta última versión del CHAdeMO resulta de la combinación de este con el GB/T de China, y es capaz de alcanzar una potencia de carga superior a los 500 kW de forma bidireccional, pudiendo funcionar con una corriente máxima de hasta 600 A (García, 2020; Kane, 2020).

El lanzamiento de Chaoji trae consigo un nuevo conector, más liviano y compacto, gracias a la tecnología de refrigeración líquida, además de remover el mecanismo de bloqueo desde el conector al lado del vehículo. Por otro lado, su diseño es destinado para ser compatible con estándares de carga anteriores: CHAdeMO, GB/T (China), posiblemente CCS (Europa y Estados Unidos) y Tesla (mediante adaptadores) [51], [52].

- Conector de Sistema de Carga Combinable (Combined Charging System, CCS)

Conocido también como conector Combo, pues combina el conector tipo 1 o 2 con dos pines de potencia para corriente directa, permitiendo tanto la carga rápida como la carga lenta. En corriente alterna, soporta 63 A y 44 kW, mientras en corriente directa admite hasta 200 A pudiendo llegar a un máximo de 100 kW, que es poco habitual. Generalmente se encuentra en vehículos americanos, aunque actualmente se encuentra extendido a vehículos europeos.

Por su parte, la marca de vehículos eléctricos Tesla Motors cuenta con su propio conector, exclusivo para sus vehículos. El súper cargador de Tesla es una tecnología en 480 V para carga rápida en corriente directa y suministra hasta 250 kW de potencia. En sus estaciones de carga hay un proceso de autenticación que identifica si el vehículo es Tesla, previo a iniciar el proceso de carga. En la figura 2.17 se presentan las estaciones de carga utilizadas por estos vehículos



Figura 2.17 Cargador Tesla

Mientras que el mercado automotriz chino, ha introducido y empleado su propio estándar de carga rápida CC referido como GB/T 20234, únicamente aplicado en ese país. El cual

proporciona una potencia de carga de 237.5 kW a 950 V y 250 A. Una nueva versión de este estándar está siendo desarrollada, se prevé que la potencia de salida alcance 900 kW a 1500 V y 600 A.

2.3.3. Parque Automotriz Eléctrico en Ecuador

La información de la figura 2.18 detalla el consumo energético del sector transporte en Ecuador, según el Balance Energético Anual [6]. De acuerdo al cual, en el periodo 2008-2018, la demanda energética incrementó en 42,2%, alcanzando un total de 94 millones de BEP (Barriles Equivalentes de Petróleo). Siguiendo la tendencia histórica, el sector transporte constituye el mayor demandante de energía, con un promedio de 36 millones de BEP en los últimos once años; el 98,3% de la energía consumida en este sector provino del diésel y gasolinas.

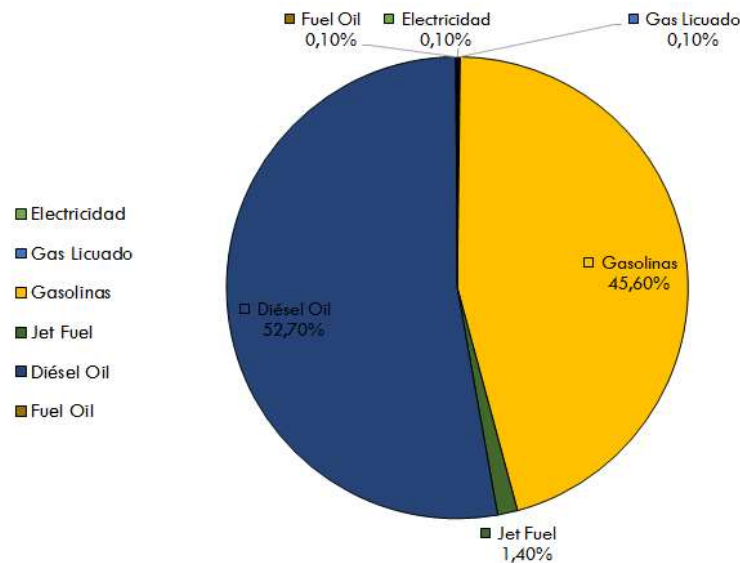


Figura 2.18 Consumo de energía por el sector transporte (adaptado de [6])

A pesar de la dependencia persistente de los combustibles fósiles en el sector transporte, el país progresivamente está adoptando tecnologías menos contaminantes y más sostenibles, como son los vehículos eléctricos. En este sentido, las tres provincias que mayor penetración de esta tecnología han logrado son Guayas (71,84 %), Pichincha (11,65 %) y Galápagos (10,68 %); además, la ciudad de Loja cuenta con una flota aproximada de 40 taxis eléctricos [53]. Según la Asociación de Empresas Automotrices del Ecuador (AEADE) [54] (figura 2.19), en el año 2019 el número de vehículos eléctricos vendidos fue de 103, que representa un decremento del 20,7% en relación al año anterior, debido a la crisis económica que atraviesa el país [49].

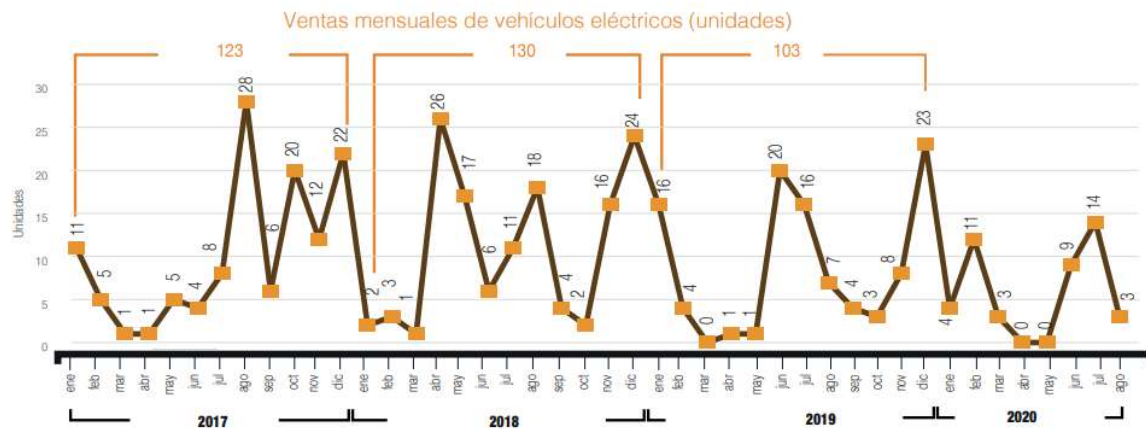


Figura 2.19 Cantidad de Vehículos Eléctricos vendidos en Ecuador, agosto 2020 [54]

Capítulo 3 : Comportamiento dinámico del sistema solar fotovoltaico y vehículos de tracción eléctrica

3.1. Fluctuaciones de Potencia Generadas por los Sistemas Fotovoltaicos

Los sistemas fotovoltaicos utilizan la irradiancia solar para generar energía eléctrica, pero, debido a la característica fluctuante de este recurso, que puede variar en periodos de pocos minutos a pocas horas, no se aprovecha por completo el potencial de producción de energía. La capacidad de generación de los módulos PV está estrechamente relacionada con el nivel de radiación solar incidente [1]; por lo que la potencia de salida, dependerá de las condiciones climáticas, principalmente de la densidad de la nubosidad entre la superficie del panel y el sol [55].

A medida que crecen los niveles de penetración de tecnologías de energía fotovoltaica en las redes de distribución, su característica variante puede afectar negativamente la calidad y estabilidad de la energía; situación que es de especial importancia en pequeñas redes de distribución [56]. Sin embargo, pese al conocimiento del impacto negativo de la alta inserción de la energía solar variable, los estudios desarrollados sobre el tema son escasos.

En el trabajo desarrollado por [56], se analiza las fluctuaciones fotovoltaicas generadas por seis distintas plantas PV a gran escala, en España. Los investigadores concluyen que existen dos factores que intervienen, de manera directa, en el suavizado de las fluctuaciones, y que no son dependientes de la intermitencia de la nubosidad. Estos factores son el tamaño de la planta PV y el tiempo de muestreo. En este sentido, entre más grande sea la planta PV, menores serán las fluctuaciones producidas; de igual manera, entre más corto sea el periodo de muestreo, más visible será el efecto de suavizado.

Por otra parte, en [13], se hace referencia a algunos casos de estudios en los cuales se evidencia la afectación de la condición de nubosidad en el aprovechamiento de la capacidad total de la generación PV; como es el caso de una planta PV en Portugal, en la cual se registran niveles de alta variabilidad de potencia del 45-90% de la capacidad nominal por minuto, así como en Hawaii, con fluctuaciones de hasta 63% por minuto.

3.2. Desafíos de la Integración en la Red Eléctrica de Sistemas Fotovoltaicos a Gran Escala

La integración a gran escala de sistemas de generación de energía PV de alta variabilidad en la red de distribución, ocasiona problemas de variación de tensión y de inestabilidad en el Punto

Común de Conexión (PCC) [13]. Inconvenientes que resultan complicados de manejar, debido a que, generalmente ante una elevada incursión de sistemas con baja inercia, estos sistemas no cuentan con el soporte de los generadores electromecánicos de las centrales de generación convencionales, para realizar el control de potencia activa y frecuencia [33], [1], y los equipos de compensación disponibles no alcanzan a regular los niveles de tensión, que fluctúan en periodos muy cortos de tiempo [57].

Además, se presentan problemas como caída de voltaje y pérdidas en el sistema [57]; así como la inversión de flujos de potencia, sobre tensiones a lo largo de los alimentadores de distribución, desbalance de fases, mayor desgaste de los equipos reguladores de voltaje, entre otros [58], [33] [14]. La severidad de estos impactos se puede medir en función de ciertos factores como las condiciones atmosféricas, de nubosidad y radiación, la ubicación del sistema PV dentro de la red de distribución y su nivel de penetración [55], [1].

Por tal razón, es indispensable implementar regulaciones y estándares que definan los requerimientos de las plantas PV para conectarse a las redes de distribución y de esta manera asegurar la calidad, confiabilidad y seguridad del servicio público de energía eléctrica. En este sentido, países como Alemania (German Association of Energy and Water Industries, BDEW), China (National Energy Administration, NEA), Rumania (Romanian Energy Regulatory Authority, ANRE), Puerto Rico (Puerto Rico Electric Power Authority, PREPA), Estados Unidos (Federal Energy Regulatory Commission, FERC) y Sudáfrica (National Energy Regulator of South Africa, NERSA), han elaborado sus propias regulaciones; las cuales presentan normalizaciones en términos de límites de tensión y frecuencia, control de potencia activa y frecuencia, control de tensión y potencia reactiva, y requerimientos de conducción por falla (*fault-ride through*) [59].

Límites de Tensión y Frecuencia

Las regulaciones definen los límites bajo los cuales deben operar las plantas PV de manera continua. De esta manera, en Rumania, Alemania y Sudáfrica consideran un rango de variación de tensión del 90-110% del valor nominal en el PCC; en China, se examinan dos niveles de variación, uno de 10% para tensiones mayores a 35kV, y de 93-107% cuando el voltaje es menor a 20kV. Por el contrario, Puerto Rico define sus límites de variación en 85-115%.

En cuestión de rango de frecuencia, cada país cuenta con sus propios límites de variación. Es así que, cuando se supera el valor del límite superior, la regulación en Alemania, Rumania, Puerto Rico y China permite la desconexión instantánea del sistema PV. Por el contrario, en Sudáfrica no se permite tal acción, sino que el sistema tiene que resistir 4s con una sobre frecuencia superior a $52H_Z$. El rango más amplio de límites de variación de frecuencia pertenece a Alemania ($47,5 H_Z < f < 51,5 H_Z$), puesto que actualmente es el país con la mayor cantidad de integración de energía renovable en la red eléctrica.

Control de Potencia Activa y Frecuencia

El control de la potencia activa de las plantas PV debe corresponder con la variabilidad de la irradiación solar, durante el día, y con las exigencias de la red. La regulación NERSA diferencia tres requerimientos para este control: (i) producción absoluta, (ii) producción delta y (iii) gradiente de potencia. Toda planta PV debe cumplir con al menos uno de estos requerimientos, independiente de los cambios en la radiación y la condición de nubosidad.

La primera condición hace referencia al valor de potencia activa que tiene que proporcionar la planta PV, bajo consignas del operador de red; el segundo requisito define la reserva de potencia de la planta, es decir el porcentaje de su capacidad de generación en condiciones normales. Por último, el gradiente de potencia limita el rango de variación de la potencia activa en valores de MW por minuto.

Control de Tensión y Potencia Reactiva

Es tarea de las plantas PV sobreponerse a las desviaciones de voltaje y proporcionar soporte reactivo a la red; para lo cual se requieren las características de regulación del inversor y de dispositivos auxiliares como STATCOMS o banco de capacitores. Además, el control de tensión, al conectar plantas PV a gran escala en la red, puede realizarse a través de varios métodos, entre los cuales se menciona: la regulación de voltaje, regulación del factor de potencia y el control de potencia reactiva.

En la regulación de Puerto Rico la estrategia de control considera un porcentaje de caída de tensión de 0-10%, con un tiempo de respuesta de 1s para una potencia reactiva total de 95%. Por el contrario, Alemania tiene un tiempo de respuesta de 1min y Sudáfrica de 30s.

Requerimientos de Conducción por Falla (fault-ride through).

Ante la ocurrencia de fallas simétricas y asimétricas, las regulaciones de la PREPA, NERSA, NEA y ANRE han considerado ciertos requerimientos; mientras que BDEW y FERC consideran en sus regulaciones únicamente las fallas simétricas.

La regulación de Rumania condiciona a las plantas PV a tolerar caídas de voltaje hasta del 85% del valor nominal, para un tiempo de 0.625s. Por su parte, las demás organizaciones regulatorias establecen que cuando el voltaje cae en 100%, las plantas PV deben mantenerse conectadas por 0.15s; a excepción de la PREPA, cuyo tiempo de espera es de 0.6s.

En contraste, las plantas PV también deben permanecer conectadas ante ocurrencia de sobre voltajes. Los requerimientos para esta situación son establecidos por la regulación de NERSA y PREPA; esta última contiene las restricciones más estrictas, pues impone una tolerancia de sobre voltaje de 1.4pu durante 0.15s.

En otra instancia, en [13], [60] se proponen diferentes mecanismos que pueden ser empleados para mitigar los problemas de calidad de energía, y asegurar el cumplimiento de las regulaciones respectivas, como la implementación de sistemas de almacenamiento de energía (SAE) como baterías, super capacitores, celdas de combustible, y recientemente el banco de baterías de los vehículos eléctricos.

3.3. Control de Fluctuaciones de Potencia Generadas por Sistemas de Energía Solar Fotovoltaicos

Los diferentes estatutos mencionados anteriormente establecen ciertos requerimientos que son indispensables para el control y mitigación de los altos niveles de fluctuaciones, que generan los sistemas de energía solar PV, y que son inyectados a la red eléctrica. La condición que imponen limita el valor al cual la generación de energía tiene que subir o bajar su potencia activa, en márgenes de tiempo de segundos o minutos [60].

Alemania acepta una tasa de variación del 1% de la capacidad de potencia activa por minuto, mientras Rumania, Estados Unidos y Puerto Rico trabajan con una rampa de 10% de la potencia nominal por minuto [59]. En este sentido, en [14] se menciona que se pueden aplicar tres estrategias de control para mantener la rampa de potencia activa dentro de la variación permitida por las distintas regulaciones.

Como primera estrategia esta asegurar la capacidad de reserva de energía de las plantas PV, en la práctica se puede lograr operando la planta por debajo de su capacidad nominal. En segunda instancia, restringir el punto de máxima potencia (MPP), esto a través de la modificación de los algoritmos típicos de MPP. Finalmente, utilizar sistemas de almacenamiento de energía, para que absorban o entreguen potencia para compensar el incumplimiento de la rampa de potencia.

Por otro lado, se hace referencia a tres métodos de control que aseguran el cumplimiento de las restricciones impuestas por los organismos regulatorios. Entre los más destacables se encuentran los algoritmos de control de rampa de potencia, de media móvil y el basado en un filtro pasa bajos de primer orden [1], [60].

3.3.1. Estrategias de Control de Fluctuaciones de Potencia Generadas por Sistemas de Energía Solar Fotovoltaicos

En términos generales, la aplicación del control de las fluctuaciones de las plantas fotovoltaicas obedece el esquema mostrado en la figura 3.1; el bloque de algoritmo de control hace referencia a cada una de las estrategias nombradas anteriormente, y que se explicaran más adelante. En el

esquema se aprecia que, la potencia de la generación fotovoltaica constituye la señal de entrada para el bloque del algoritmo de control.

Por otra parte, independientemente de la estrategia de control que se utilice para la reducción de las fluctuaciones de potencia, el resultado condicionará y establecerá la potencia de referencia para el proceso de carga del vehículo eléctrico.

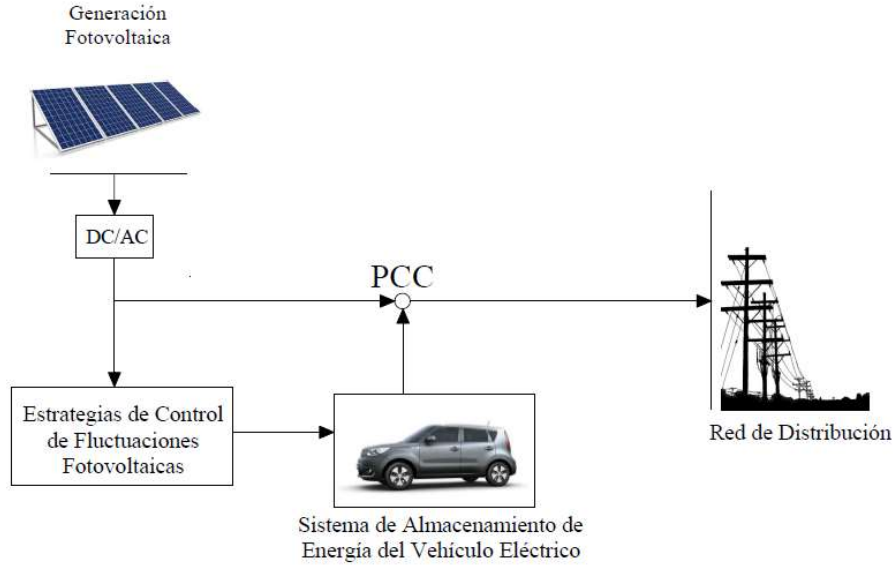


Figura 3.1 Esquema para aplicación de los algoritmos de control de fluctuaciones fotovoltaicas

Estrategia de Control de Media Móvil

La estrategia de Media Móvil (Moving Average, MA) se considera como uno de los métodos de suavizado más comunes. Su funcionamiento se rige por la ecuación (3.1), la cual determina la media móvil de la potencia fotovoltaica actual y anterior para una ventana de tiempo T específica [61].

$$P_{MA}(t) = \frac{1}{T} \int_{t-T}^t P_{PV}(t) dt \quad (3.1)$$

De acuerdo al tamaño de la ventana de tiempo T , el filtrado de las variaciones de potencia será más o menos significativo. En varios estudios que han utilizado esta estrategia han comprobado que la ventana de tiempo no depende de la sección de la planta fotovoltaica, sino de los límites máximos permitidos según las regulaciones actuales [61]. Sin embargo, si bien este método puede reducir las variaciones fotovoltaicas a la salida de la planta, no necesariamente puede controlar la salida a una tasa de rampa deseada [62].

Varios estudios realizados demuestran la efectividad del algoritmo de media móvil para suavizar las fluctuaciones de potencia PV. Por ejemplo, en [63] se evalúa la capacidad del algoritmo al

implementarlo en una planta PV en combinación con una batería de almacenamiento de plomo-ácido; y en [64], se aplica esta estrategia de control en una planta de 500 kW.

Estrategia de Control Basada en un Filtro Pasa Bajo de Primer Orden

El método de Filtro Pasa Bajo (Low Pass Filter, LPF) funciona determinando los componentes de alta frecuencia presentes en la salida de potencia PV, que deberán ser mitigados por el sistema de almacenamiento [1]. La función de transferencia del LPF de primer orden, detallada en la ecuación (3.2), tiene una ganancia unitaria y una constante de tiempo T_f , que es el factor clave para determinar el efecto de suavizado de las fluctuaciones de potencia [65]. Un valor alto de la constante de tiempo resulta en efectos de suavizado más notorios, mientras que una constante de tiempo baja dejará pasar frecuencias de mayor orden [65].

$$H(s) = \frac{1}{sT_f + 1} \quad (3.2)$$

Un estudio realizado en [65], aplica la técnica de filtrado de primer orden en una granja solar fotovoltaica; en donde la señal $H(s)$ es utilizada como referencia en los sistemas de almacenamiento de energía de las baterías para eliminar las fluctuaciones de potencia más altas. Este método muestra tener la capacidad de limitar las variaciones dentro de valores aceptables, únicamente con la sintonización de la constante del filtro T_f .

Estrategia de Control de Rampa de Potencia (Ramp-Rate)

La diferencia principal de este método, comparado con los otros presentados, es que este no filtra la salida de potencia PV y no tiene un efecto de memoria, es decir que no dependen de los datos pasados de irradiancia, lo que permite controlar los sistemas de almacenamiento acorde a los requerimientos en cada instante [62], [14].

El modo de operación de esta estrategia de control consiste en censar la potencia generada por el sistema solar PV y, en base a una tasa de cambio deseada definida por una determinada regulación, estimar las variaciones dinámicas de la potencia suministrada [1].

Cuando las variaciones dinámicas sobrepasan el máximo permitido, el sistema de almacenamiento actúa, inyectando o absorbiendo energía, dependiendo del comportamiento instantáneo de la pendiente de la salida PV [14]; por el contrario, si la variación es menor que el máximo permitido, el sistema de almacenamiento no toma acción alguna.

La efectividad de esta estrategia de control es presentada en el caso de estudio de [1], en el cual se menciona que la técnica de control de rampa de potencia obtuvo los mejores resultados de suavizado de fluctuaciones, en comparación con las técnicas de media móvil y del filtro pasa bajos.

Métodos de Cálculo de la Tasa de Rampa

Considerando que en el presente estudio se aplicará la estrategia de control de rampa de potencia, para la mitigación de las fluctuaciones fotovoltaicas, es necesario definir de antemano la metodología para el cálculo de la pendiente de la potencia solar fotovoltaica generada. Para lo cual, se hace referencia del trabajo desarrollado por [14].

En el trabajo de [14], se mencionan tres procedimientos para el cálculo de la tasa de rampa, que se resumen en la figura 3.2. El primer proceso considera un intervalo de tiempo definido, se calcula la fracción de la diferencia entre los puntos extremos de este intervalo ($P_4 - P_1$) sobre el intervalo dado ($t_4 - t_1$); como lo indica la ecuación (3.3).

$$\text{Rampa de Potencia} = \frac{\Delta P}{\Delta t} = \frac{P_4 - P_1}{t_4 - t_1} \quad (3.3)$$

Como segundo procedimiento sugerido, se considera el mismo intervalo de tiempo del primer método, pero se toman los valores máximo y mínimo del mismo, se calcula su diferencia y se divide para sus respectivos intervalos; como se muestra en la ecuación (3.4).

$$\text{Rampa de Potencia} = \frac{\Delta P}{\Delta t} = \frac{P_3 - P_2}{t_3 - t_2} \quad (3.4)$$

El último método selecciona dos puntos cualesquiera en un intervalo de 1s, y al igual que en los procesos explicados previamente, se calcula la diferencia entre estos dos valores y se divide para su respectivo intervalo. La ecuación (3.5) ilustra lo expuesto.

$$\text{Rampa de Potencia} = \frac{\Delta P}{\Delta t} = \frac{P_4 - P_5}{t_4 - t_5} \quad (3.5)$$

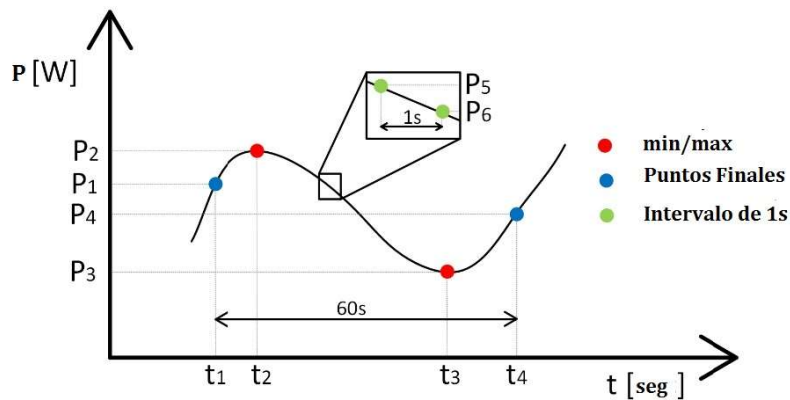


Figura 3.2 Distintos métodos para el cálculo de la tasa de rampa [14]

3.4. Vehículos de Tracción Eléctrica

El incremento a nivel mundial de la adopción de vehículos eléctricos, como reemplazo al modo de transporte tradicional, es consecuencia de la constante preocupación por el medio ambiente y de la búsqueda de soluciones para enfrentar la crisis energética, presente y futura [44]. En este sentido, la tecnología de los EVs constituye una alternativa más limpia, con menos emisiones, mejores características de ahorro de energía y mayor eficiencia frente a los vehículos de motor de combustión interna [44].

El nivel de eficiencia energética de un vehículo eléctrico enchufable, frente a los vehículos de motor de combustión interna es presentado en el esquema de la figura 3.3. El proceso de extracción de combustible fósil de los vehículos de CI es mucho más eficiente (83%), comparado con el proceso de generación de energía (30%) de los EVs; sin embargo, analizando la eficiencia global del proceso desde la generación de combustible hasta el vehículo (*well-to-wheel*), la tecnología eléctrica obtiene el mayor porcentaje (24%) en comparación de su contraparte a base de derivados de petróleo (16%).

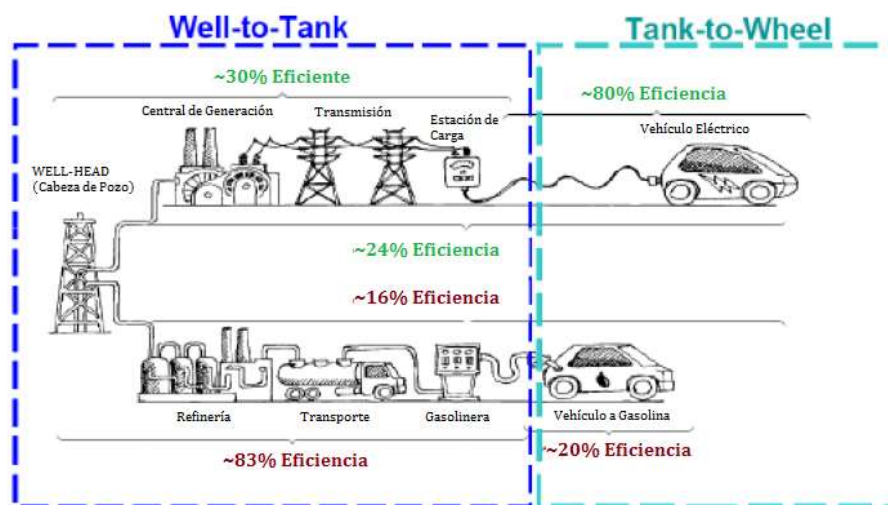


Figura 3.3 Eficiencia energética vehículos eléctricos vs vehículos de combustión interna [41]

Gracias a los niveles competitivos de eficiencia que evidencia la tecnología de los vehículos eléctricos, es posible la transformación de la industria del transporte hacia la electro movilidad, permitiendo que los EVs se proyecten como alternativa para gestionar el equilibrio entre generación y demanda; en el sentido que serán cada vez más consumidores de energía y tendrán la capacidad de adaptarse a los nuevos perfiles de suministro, basados en generación renovable, intermitente y no despachable [66].

En este sentido, se considera que la penetración masiva del mercado de vehículos eléctricos, jugará un rol decisivo para la integración de generación de energía renovable en las redes de

distribución existentes. La oportunidad que ofrece la integración de EVs en la red, en especial bajo condiciones de generación solar fotovoltaica, es actuar como método de almacenamiento de energía a gran escala, gracias a la capacidad de su banco de baterías.

Por otro lado, un estudio realizado en [67] modela la interacción entre un conjunto de vehículos eléctricos y un sistema solar PV de gran escala, interconectados a una red eléctrica de Portugal. Como resultado del estudio, se señala que, gracias a la buena correspondencia entre el proceso de carga del vehículo y la generación fotovoltaica, se logra manejar el excedente de energía producido por esta fuente; además, se resalta que un nivel significativo de penetración de EVs, puede garantizar la extensión a gran escala de plantas PV en Portugal.

Sin embargo, pese a las altas expectativas que genera el mercado de la movilidad eléctrica, existen todavía barreras que limitan el despliegue de la tecnología eléctrica como el acrecentado costo, el ciclo de vida de las baterías y una infraestructura de recarga deficiente [44].

3.4.1. Impacto Ambiental y Económico de los Vehículos de Tracción Eléctrica

Impacto Ambiental

Para el análisis del impacto ambiental de los EVs, frente a los de motor de combustión interna, se requiere distinguir el término “well-to-wheels”. Este término hace referencia a las emisiones derivadas de la circulación del vehículo, y a las generadas durante la producción de materiales y energía para su propulsión [44]. En base a esta estrategia de evaluación de emisiones, [68] concluye que los EVs efectivamente son el medio de transporte con menor intensidad de emisiones.

En este sentido, la electrificación del sector transporte promete ser una alternativa eficiente para la reducción de los niveles de emisiones de CO₂. Como se debate en [69], se espera que las emisiones de CO₂ para el año 2025 se reduzcan en 5%, y en 25% hasta finales del 2030; gracias a la integración de vehículos eléctricos a las redes de distribución [66].

Una comparación entre vehículos eléctricos, diésel y gasolina se detalla en el estudio [66], para diferentes proyecciones a 2020 y 2030. Según este estudio, los vehículos eléctricos son superiores a sus adversarios en todos los escenarios, inclusive en circunstancias de sistemas con altos niveles de centrales de generación a carbón.

Por su parte, [66] en su estudio de emisiones de GEI en un escenario de adopción masiva de EVs en el sector transporte en Dinamarca, reveló que los instantes en los que el proceso de carga del EV genera mayores emisiones, son durante periodos de horas valle; como consecuencia del gran número de centrales de generación de energía a base de carbón. Asimismo, el estudio también

evalúa la situación de reemplazar estas centrales de generación, con la cual se evidencia una reducción del 85% de emisiones.

Por lo tanto, resulta que, al utilizar fuentes de energía convencionales para el proceso de carga de los EVs, el impacto ambiental resulta totalmente contraproducente [44]; pero, con la integración creciente de energías renovables, y estrategias óptimas de carga, este impacto puede reducirse.

Impacto Económico

El análisis del impacto económico de la adopción del vehículo eléctrico como medio de transporte, desde la perspectiva del usuario, considera beneficios como menor costo de operación, debido a la alta eficiencia de los motores eléctricos, y el relativo bajo costo de la energía eléctrica; sin embargo, el capital inicial requerido es alto, como consecuencia del elevado precio de la tecnología de las baterías [44], [66].

Por otro lado, las pérdidas de energía asociadas al proceso de carga de los EVs son consideradas como un problema económico, en el sentido que generan impactos significativos en las redes de distribución [44]. Es así que, la continua y excesiva carga descontrolada puede reducir la vida útil de un transformador.

Un estudio de costos totales de propiedad, realizado por [70] en el año 2019, demuestra que, en países como Noruega y los Países Bajos, el nivel de competitividad de costos de los vehículos eléctricos, frente a los vehículos de combustión interna, es muy superior. Debido a ciertas tendencias que presentan los EVs en Europa, como el uso de electricidad como combustible e impuestos y costos de mantenimiento considerablemente bajos [66].

3.4.2. Impacto de los Vehículos de Tracción Eléctrica en la Red de Distribución

El mercado del transporte proyecta alcanzar, a largo plazo, una alta tasa de crecimiento de penetración de vehículos eléctricos en las redes de distribución; sin embargo, en el estado actual de las redes, estas podrían no tolerar la adición de nuevas cargas, que representan los EVs [44].

Es así que, la integración a gran escala de EVs complica el manejo y operación del sistema de distribución, generando desafíos importantes como el incremento en el perfil de carga durante horas pico, sobre carga de los componentes del sistema, variaciones de tensión, desbalance de fases, armónicos, y problemas de estabilidad de voltaje [44]. En el esquema de la figura 3.4 se resumen algunos de los impactos negativos que la integración de los EVs genera en la confiabilidad de la red eléctrica [66].

En otra instancia, [66] explica que el problema de inestabilidad de voltaje resulta de la característica de carga no lineal de los vehículos eléctricos, puesto que durante su proceso de carga consumen energía en grandes cantidades, en periodos cortos de tiempo. De la misma manera, aclara que la variación de tensión es consecuencia del desequilibrio del sistema de fases de la red, como resultado del alto nivel de potencia que requieren las estaciones de carga.

Un enfoque probabilístico para el cálculo de las pérdidas asociadas al alto nivel de penetración de EVs [71], bajo condiciones de intensidad de carga y duraciones de carga inciertas, determinó que las pérdidas aumentan en un 9%. En cambio, en [72], se consideran tres escenarios con niveles diferentes de penetración, de 35%, 51% y 62%, sin condiciones de tiempos de carga, obteniendo un aumento de pérdidas entre el 10% y el 40%.

Sin un control del proceso de carga de EVs a gran escala, especialmente durante los picos de demanda, la capacidad de generación podría no ser suficiente para suplir la carga [66]. En este sentido, [66] determinó que con un 30% de penetración de EVs en una red de distribución residencial, la demanda máxima obtendría un 53% de incremento.

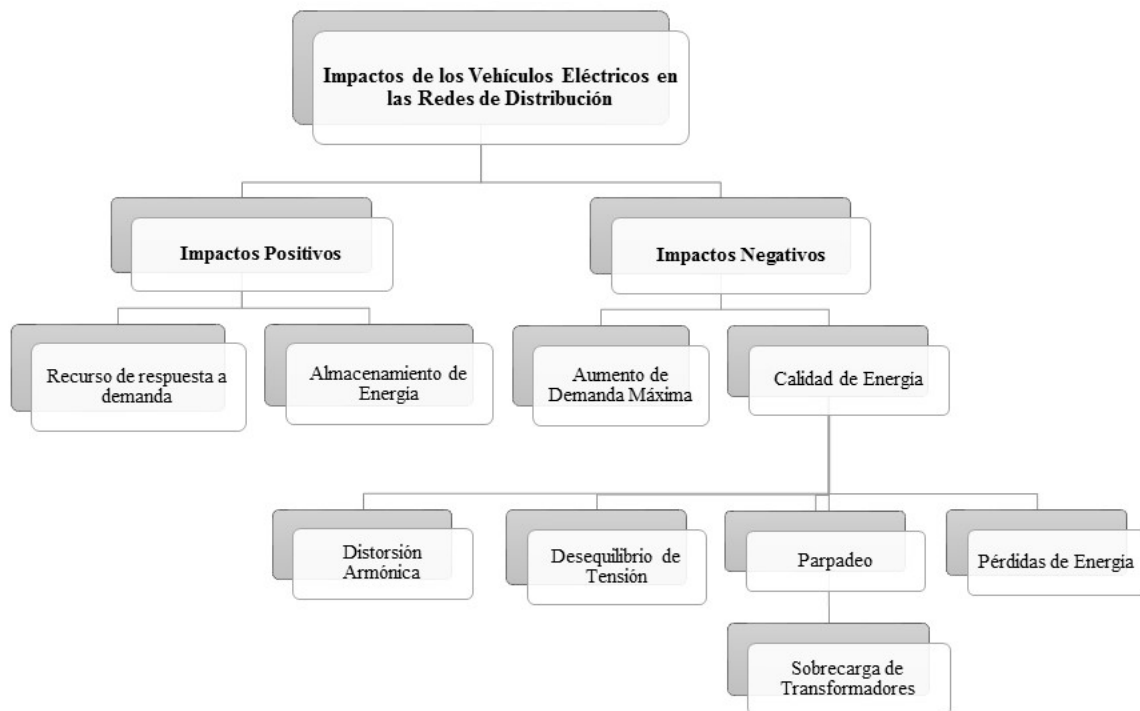


Figura 3.4 Impactos de la integración de vehículos eléctricos en la red de distribución (adaptado de [66])

En contraste, entre algunas de las ventajas que implica la integración de EVs a la red de suministro eléctrico, se considera el balanceo de carga, el soporte de potencia reactiva, la regulación de potencia activa [44], así como también puede constituirse como recurso esencial

para la gestión de la red, en el sentido que asegura la penetración a gran escala de energías renovables [66].

Por otro lado, en [44] se mencionan ciertas condiciones que permitirían evaluar los efectos de estos impactos sobre la red, como determinar las estrategias y patrones de carga, la duración del proceso de carga, conocer el estado de carga de las baterías, las tarifas y técnicas de respuesta de demanda.

3.5. Importancia de Sistemas Móviles de Almacenamiento de Energía Eléctrica

Los vehículos de tracción eléctrica cuentan con dispositivos para el almacenamiento de energía, la cual ha de ser liberada para alimentar al motor eléctrico y así generar el movimiento del vehículo. En este sentido, los sistemas de almacenamiento son fundamentales en la fabricación de un EV eficiente, rentable y seguro [41].

Por lo general, estos sistemas comprenden bancos de baterías, aunque, también están los ultra-condensadores o pilas de combustibles que pueden ser utilizados como fuentes auxiliares de energía [43].

En este sentido, la batería constituye la fuente de energía secundaria, y el componente más importante, del EV. A pesar de factores como su peso, costo, capacidad, tiempo de vida, parámetros eléctricos y dimensiones, el mercado de baterías se encuentra en un rápido despliegue [45]; siendo la tecnología de Ion-Litio la mayormente utilizada en su fabricación.

El peso y tamaño de las baterías son parámetros muy decisivos al momento de seleccionar el mejor sistema de almacenamiento para los EVs, es así que un mayor tamaño conlleva un mayor consumo de energía, por consiguiente, una menor autonomía del vehículo [73].

La vida útil de la batería se reduce y degrada como consecuencia de ciertos factores [45], como la velocidad de carga, niveles de carga y descarga, edad de la batería y temperatura de operación. En relación al nivel de carga y descarga, la descarga profunda provoca efectos muy adversos para la batería, es así que lo recomendable es la carga lenta y únicamente una descarga del 30-40% de la capacidad nominal disponible.

De acuerdo al análisis del reporte de la Agencia Internacional de Energías Renovables (International Renewable Energy Agency, IRENA), si para el año 2030 se logra el objetivo de 160 millones de EVs a nivel mundial, se contará entonces con una capacidad de almacenamiento de batería de alrededor de 8000 GWh/año, que permitirá mejorar el potencial de generación [15].

3.6. Integración del Sistema de Almacenamiento de los Vehículos Eléctricos y Energías Renovables Variables

Desde la perspectiva de la red eléctrica, el vehículo eléctrico es visualizado como un SAE [73]. El SAE de los vehículos eléctricos, normalmente baterías de Ion-Litio, resulta clave para brindar flexibilidad al sistema de potencia, ante circunstancias de integración de energías renovables variables a la red eléctrica. Esto básicamente a través de emplear las baterías para acumular los excesos de energía generada y facilitar servicios como regulación de frecuencia, reducción de la demanda máxima, soporte de energía, entre otros [15].

En [15] se refiere ciertas estrategias que podrían ayudar a los EVs en el despliegue a gran escala de las energías renovables variables, las cuales se resumen en el cuadro de la figura 3.5.

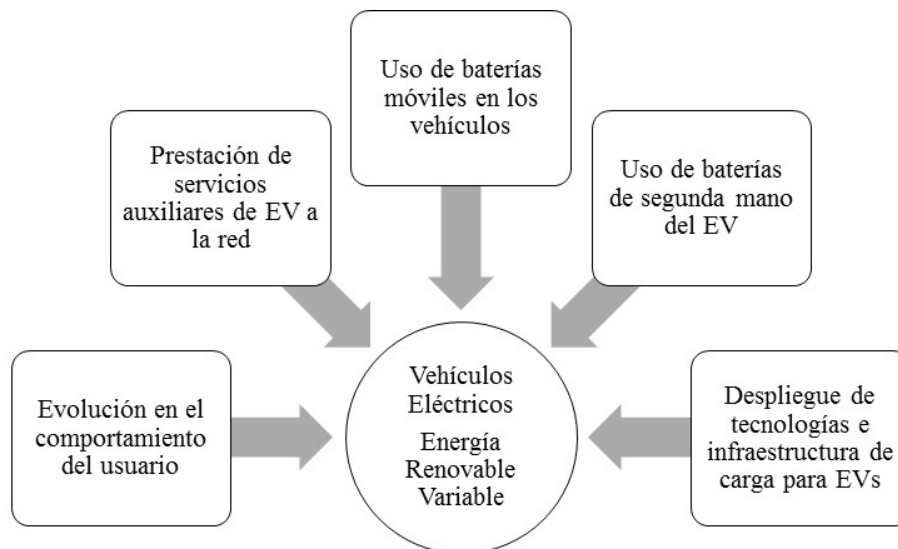


Figura 3.5 Estrategias de vehículos eléctricos para desplegar las energías renovables variables [15]

A través del estudio realizado por el Centro Nacional de Energía Renovable de China (CNREC), se evalúan los beneficios de almacenamiento que significa el incremento del uso de EVs; los resultados muestran que una integración a gran escala de EVs ayudará a China a alcanzar altos niveles de energía renovable [15].

De la misma manera, el Gobierno Federal Suizo ha trabajado en un modelo para evaluar la relación entre la fuente de suministro de energía y la flota de EVs [15]. Su modelo de trabajo considera que, bajo un escenario de penetración entre el 30% y 50% de EVs para el 2050, el incremento de la demanda de energía eléctrica, podría ser abastecido por energías renovables variables, reemplazando por completo a la generación nuclear.

Por otra parte, es posible evaluar la interacción entre el sistema de almacenamiento de energía de los EVs y la expansión de sistemas de energía intermitente, a través del conocimiento de su perfil de uso típico; de acuerdo al cual, en Europa, los EVs viajan en promedio 35 km y permanecen aparcados el 95% del tiempo [74]. Si el tiempo que el vehículo se encuentra estacionado, se conecta a la red, puede actuar como una carga controlable para brindar respuesta de la demanda; opción que le permite cargarse bajo condiciones de excedente de generación renovable [66].

3.7. Carga Inteligente de Vehículos de Tracción Eléctrica (*Smart Charging*)

El concepto de *Smart Charging* se define, a partir de lo mencionado en [45], como un método dirigido al servicio de carga de EVs, por medio de la comunicación entre el vehículo y otras partes involucradas, como las empresas distribuidoras; asegurando la optimización del proceso de carga, considerando ciertos objetivos como el usuario, la batería, la red eléctrica y la eficiencia energética.

En ese sentido, la modalidad de carga inteligente, implica la gestión del sistema de almacenamiento del EV, que permita un seguimiento de potencia; por medio de la aplicación de algoritmos que maximicen alguna variable o premisa de carga, considerando criterios predefinidos. Esto a través de la carga del vehículo en el tiempo y con la potencia adecuada, para disminuir al máximo el impacto en la red y asegurar las necesidades de los usuarios. Por otro lado, a través de esta modalidad se puede desarrollar un buen manejo de los sistemas de generación descentralizados [75].

Sin embargo, el objetivo del *Smart charging* no comprende únicamente la gestión de la demanda del vehículo eléctrico en una misma dirección, como es el caso de la carga unidireccional (V1G), sino además manejar su total flexibilidad. En este sentido, la carga inteligente considera al vehículo como un elemento de almacenamiento que puede presentar un comportamiento activo dentro de la red eléctrica; capaz de almacenar energía en instantes de alta demanda y de baja producción, alimentando la red con esta energía. El modo de operación descrito hace referencia a la carga bidireccional o Vehículo a la Red (V2G).

Los conceptos V1G y V2G fueron considerados en un estudio, definidos como Sistemas de Manejo de Carga (SMC), para evaluar el comportamiento de una red local bajo consignas de carga no controlada de EVs; como resultado, ambos sistemas resultarían clave para disminuir la carga del transformador, procurando que se mantenga siempre balanceada, al desplazar la carga de los EVs a periodos de menor demanda o incluso a horas pico de la generación PV [15].

3.7.1. Carga Unidireccional de Vehículos de Tracción Eléctrica

La implementación de sistemas con capacidad de flujo de energía en una dirección de la red eléctrica al vehículo, por ejemplo, brinda beneficios como facilidad de un control remoto del proceso de carga, generalmente en este caso no requiere de equipos o componentes especiales más allá de un conector, lo que la simplificación del sistema permite una interconexión simple. Aparte de la simplicidad del sistema con esta técnica de carga, estudios como [44], [76], resaltan que, con la entrega de energía en una dirección, aspectos relacionados a la degradación de la batería no son relevantes.

La adopción de cargadores unidireccionales, para las empresas de distribución de energía eléctrica, constituye una solución alentadora, en el sentido que posibilita el manejo adecuado de la energía entregada por los alimentadores que se encuentran altamente cargados como consecuencia de la implementación a gran escala de vehículos eléctricos [44].

Con la implementación de este sistema de carga se introduce el concepto de *demanda despachable*. Este concepto, mencionado en [77], hace referencia al proceso de control de cargas individuales, que contribuye a distintos servicios de soporte de la operación de la red eléctrica, por medio de incrementar o disminuir la demanda en la red; además que podría constituirse una tecnología que impulse la incorporación de altos niveles de generación renovable intermitente a la red [77].

En este sentido, el vehículo eléctrico se comportaría como una carga que puede ser controlada de tal manera que realice un “seguimiento de generación”; con una capacidad de respuesta muy rápida y facilidad de seguimiento de las tasas de variación de potencia de las fuentes de ERV. Esto es posible gracias a la alta flexibilidad de carga de los vehículos eléctricos, especialmente cuando se encuentran conectados en periodos de inactividad largos [77].

3.7.2. Carga Bidireccional de Vehículos de Tracción Eléctrica

En el proceso de carga bidireccional el vehículo eléctrico se interconecta con la red eléctrica, integración que conlleva desafíos importantes para el manejo y operación del sistema de distribución, dado que el EV está en la capacidad tanto de consumir energía en el proceso de carga como entregar energía en el proceso de descarga. Principalmente, debido que a medida que se expande el parque automotriz eléctrico, los niveles de carga de la red serán cada vez mayores; por lo cual, se propone la solución de implementar tecnologías de carga en dos direcciones [78].

Los sistemas con capacidad de flujo de energía en dos direcciones, que emplean la tecnología vehículo a la red (V2G), permiten el control y manejo de cargas de los vehículos eléctricos, a través del enlace de comunicación entre el vehículo y las empresas eléctricas [44].

La carga bidireccional con tecnología V2G, proporciona a los EVs la capacidad de recibir y almacenar energía, y cuando sus baterías no estén en uso, pero continúen conectados a la red, podrán proporcionar una fracción de esta energía nuevamente a la red, en situaciones de interés como déficit de generación o en instantes de alta demanda de carga [44], [66].

Desafortunadamente, en la actualidad los cargadores bidireccionales no son la tecnología con mayor desarrollo en el mercado, su contraparte unidireccional lleva la delantera; esto no se debe a problemas técnicos de los cargadores bidireccionales, sino más bien a los altos costos requeridos para su adquisición [45].

Como parte de los beneficios que conlleva la implementación de este sistema de carga [75], [78], [44], se menciona el mejoramiento de la flexibilidad, confiabilidad, calidad y estabilidad de la red, soporte de la potencia activa y reactiva, a través del reemplazo de las reservas rotatorias, regulación de tensión, maximización de ganancias, reducción de emisiones, y aún más importante, permite mejorar la integración de fuentes de energía renovable variables.

Sin embargo, perjudica el tiempo de vida de la batería, debido a los prolongados ciclos de descarga, reduciéndolo hasta tres años [15].

En [78] se refiere que existen dos conceptos adicionales a la tecnología V2G, entre los cuales están Vehículos a Casa (Vehicle-to-Home, V2H) y Vehículo a Vehículo (Vehicle-to-Vehicle, V2V). En la actualidad, estas tecnologías permiten que los EVs se comporten tanto como cargas controlables, como fuentes de generación distribuida; asegurando un efecto positivo en la red doméstica, en la red comunitaria, e incluso en la red de distribución [79]. La figura 3.6 presenta el marco de referencia de las distintas tecnologías mencionadas.

3.7.2.1. Tecnología Vehículos a Casa (V2H)

La base de esta tecnología es el intercambio de energía entre la batería del vehículo eléctrico y la red eléctrica doméstica. En este caso, la batería del EV puede funcionar como almacenamiento de energía, pudiendo absorber energía desde el domicilio o transferirla hacia este, actuando como respaldo para alimentar a los diferentes electrodomésticos [78], [79].

A parte de esto, la tecnología V2H tiene una configuración simple, por lo que es fácil de implementar, además, es capaz de suavizar la curva de carga diaria del domicilio a través del intercambio de potencia activa [79], es importante destacar que la aplicación de este sistema de

carga, requiere estaciones de carga que puedan realizar una conversión bidireccional, además de estar dispuestos de la capacidad de comunicación del sistema de gestión de carga del hogar.

3.7.2.2. Tecnología Vehículo a Vehículo (V2V)

Los vehículos eléctricos implementados con esta tecnología, pueden transferir su energía por medio de cargadores bidireccionales, a través la red local, para después distribuirla entre otros vehículos eléctricos. Generalmente, el operador de red es el encargado de realizar el control del intercambio de energía [79].

Esta tecnología utiliza *Smart homes* y parqueaderos para el intercambio de energía; los requerimientos de infraestructura son simples, por lo que tiene bajas pérdidas de transmisión [79].

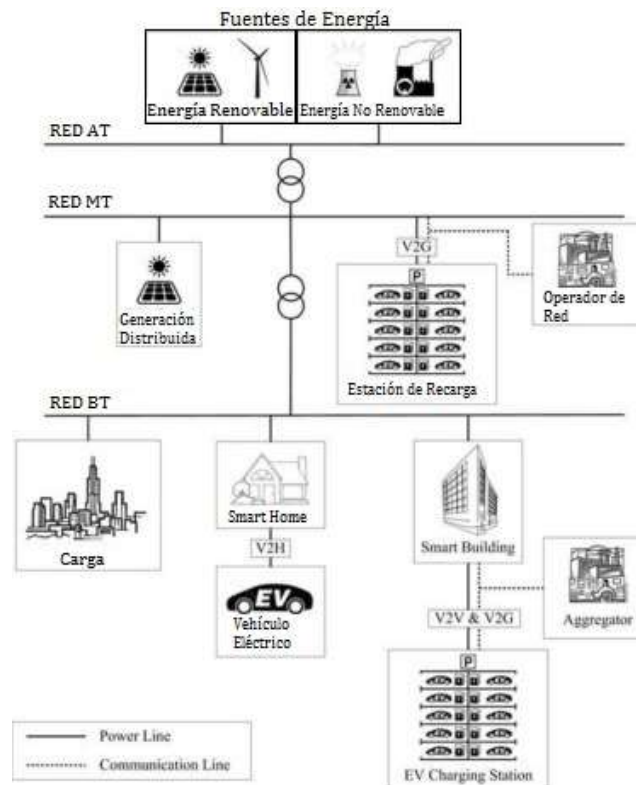


Figura 3.6 Marco de Referencia de las tecnologías V2H, V2V y V2G [79]

Capítulo 4 : Algoritmo de Gestión de Energía Solar Fotovoltaica

En el siguiente apartado se explica la metodología utilizada para el desarrollo del algoritmo de gestión de carga de los EV, con la finalidad de reducir el impacto de la alta variabilidad de la energía solar fotovoltaica inyectada en el PCC. En la figura 4.1, se presenta el diagrama de flujo que describe el proceso general del sistema de gestión de energía empleado en este estudio. A continuación se realiza la descripción de las secciones del diagrama.

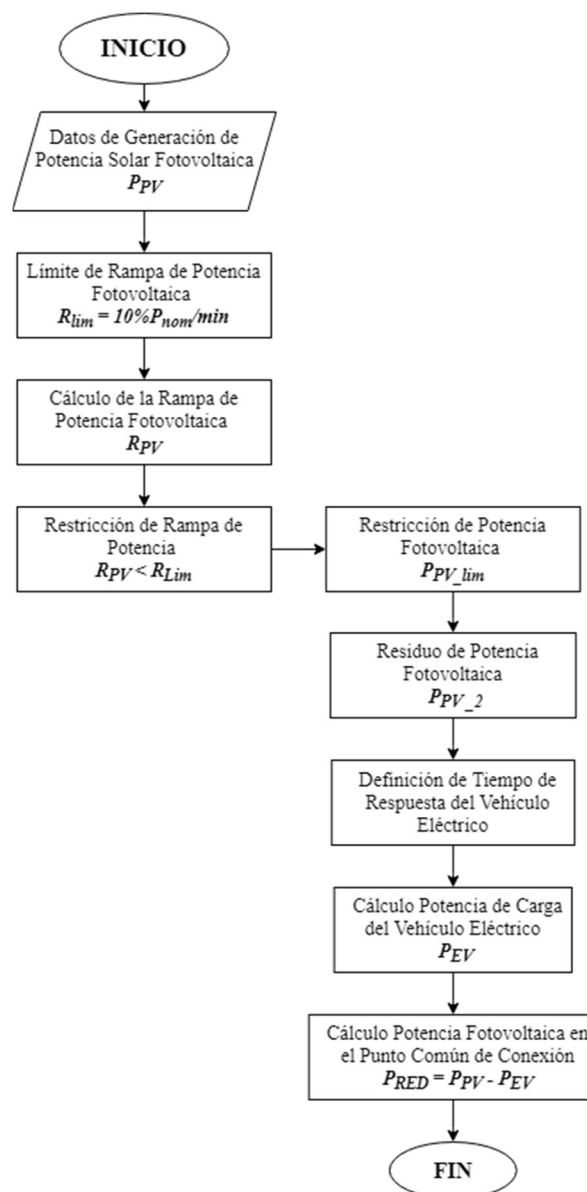


Figura 4.1 Diagrama de flujo del algoritmo de gestión de energía

4.1. Descripción del Sistema de Generación Solar Fotovoltaica y del Sistema de Almacenamiento de Energía en Estudio

En este trabajo de titulación, se utilizó el sistema de generación solar fotovoltaica disponible en el laboratorio de micro redes de la Universidad de Cuenca [80]. Este sistema con una potencia nominal de 15 kW, consta de 4 cadenas de 15 paneles cada uno, conectadas en serie del tipo poli-cristalino, cada panel tiene una potencia nominal de 250 Wp, modelo A250P del fabricante Atersa®. El arreglo es manejado por un convertidor trifásico, de dos niveles CC/CA, con modulación por ancho de pulso (Pulse Wide Modulation, PWM) [1]. En la figura 4.2 se ilustra el arreglo de paneles fotovoltaicos.



Figura 4.2 Sistema de Generación Solar Fotovoltaica del Laboratorio de Micro redes de la Universidad de Cuenca

El sistema de generación opera conectado a red con uso de un sistema de seguimiento del punto de máxima potencia, presentando una continua variación de fluctuaciones de energía; de llegar a masificar este tipo de sistemas, se pudieran presentar inestabilidad en la red [33].

Para limitar las variaciones de la potencia inyectada en el PCC, en el estudio se pretende utilizar el sistema de almacenamiento de la batería de los vehículos eléctricos conectados en las inmediaciones del sistema eléctrico del sistema solar fotovoltaico. En la figura 4.3 se presenta el banco de baterías del vehículo eléctrico KIA Soul, cuyos parámetros fueron considerados para el desarrollo de la simulación del modelo de gestión de carga.

Para el proceso de control de variación de la potencia de carga, se implementó el algoritmo de control de rampa de potencia, siguiendo el procedimiento del diagrama de flujo de la figura 4.1.



Figura 4.3 Banco de baterías del vehículo eléctrico modelo Soul del fabricante KIA (Corea)

4.2. Desarrollo de Algoritmo de Control de Rampa de Potencia

El algoritmo de control de rampa de potencia se implementó para regular las fluctuaciones generadas a la salida de la planta fotovoltaica. Para el efecto, se procedió a registrar la potencia generada por el sistema solar PV (P_{PV}) y a partir de este dato, se estimó las variaciones dinámicas inyectadas, procurando evitar que estas variaciones superen la tasa de cambio límite de 10%/min de la potencia nominal del sistema [1].

La consigna para el límite de tasa de cambio fue adoptada de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico, puesto que la República del Ecuador no cuenta con regulaciones en este aspecto. El cumplimiento de la regulación de mantener las variaciones de potencia solar PV por debajo del valor límite ($0,1 P_{nominal}/min$), requiere integrar al sistema solar PV tecnologías de almacenamiento de energía [81].

4.2.1. Obtención de las Curvas de Potencia Solar Fotovoltaica

En primera instancia, el sistema de control y adquisición de datos (Supervisory Control and Data Acquisition, SCADA) del laboratorio de micro redes de la Universidad de Cuenca proporcionó la información concerniente a los registros de la generación solar fotovoltaica para el mes de septiembre, información que constituye el dato de entrada del algoritmo de la figura 4.1.

A partir de los registros de la P_{PV} , se inicia con el análisis de su comportamiento dinámico, observando los periodos de ocurrencia de las fluctuaciones de potencia solar fotovoltaica. Dependiendo de la velocidad del viento, tamaño, y velocidad de las nubes, estas fluctuaciones varían desde pocos minutos hasta horas.

En la figura 4.4 se ilustra el comportamiento de la generación solar fotovoltaica del sistema bajo estudio, cuya capacidad nominal es de 15 kWp. Como se puede observar este comportamiento presenta un amplio rango de variaciones continuas durante el día, como consecuencia de alta nubosidad típica de la zona Andina del Ecuador [1].

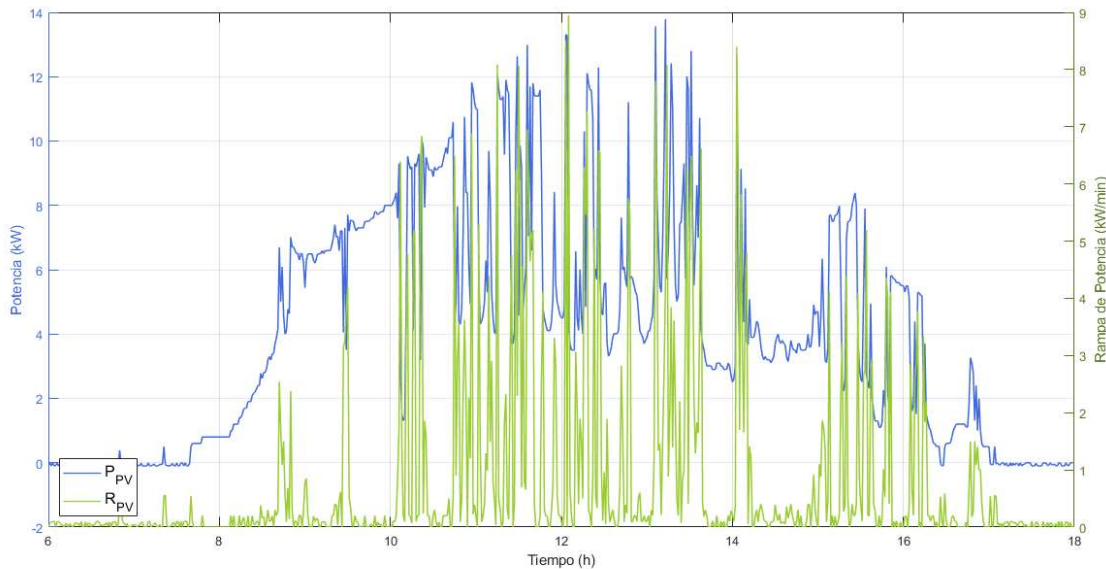


Figura 4.4 Comportamiento típico del sistema de generación solar fotovoltaica bajo estudio

4.2.2. Determinación de la Razón de Cambio de la Potencia Inyectada del Sistema Solar Fotovoltaico.

De acuerdo al siguiente proceso indicado en el diagrama de la figura 4.1, se define la rampa de potencia límite (R_{Lim}), para lo cual se determina un periodo de 1s para la evaluación de las fluctuaciones fotovoltaicas, definiendo un rango de variación de $\pm 25 W/s$, que equivale $1,5 kW/min$, que significa el 10% de la capacidad nominal del sistema de generación solar en estudio. El objetivo de considerar este periodo de análisis es estudiar la actuación del sistema de gestión de energía ante cambios rápidos de la generación solar fotovoltaica.

Como segundo paso, se procede al cálculo de la rampa de potencia solar fotovoltaica (R_{PV}), tomando en consideración los métodos de cálculo presentados en [14]. Uno de estos métodos evalúa la R_{PV} en base a la diferencia entre dos puntos en cada intervalo de 1s.

La ecuación (4.1) representa el método de cálculo utilizado. En el numerador se determina la diferencia de la potencia solar PV en el instante (i) con la del instante previo ($i - 1$), mientras que el denominador representa el respectivo intervalo de tiempo de análisis.

$$R_{PV} = \frac{\Delta P_{PV}}{\Delta t} = \frac{P_{PV}(i) - P_{PV}(i-1)}{t(i) - t(i-1)} \left[\frac{W}{s} \right] \quad (4.1)$$

4.2.3. Evaluación del Cumplimiento del Límite Razón de Cambio o Rampa Máxima.

Continuando con el proceso del diagrama de flujo de la figura 4.1, comienza la evaluación del cumplimiento de la restricción de la tasa de variación de potencia fotovoltaica.

Tras cada lectura de un dato de potencia solar PV, el valor de R_{PV} es actualizado, y comparado con el valor de rampa límite (R_{lim}). La comparación es realizada tomando el valor absoluto de la R_{PV} .

En el caso que la R_{PV} calculada supere el valor de R_{Lim} , entonces se inicia el proceso de control de la potencia de carga del vehículo eléctrico; de lo contrario, el vehículo mantendría constante su potencia de carga.

4.2.4. Dinámica de Control del Proceso de Carga del Vehículo Eléctrico

Como punto de partida para el desarrollo del modelo del proceso de carga del vehículo eléctrico, se realiza el análisis de su comportamiento dinámico ante cambios de carga. Para lo cual, se utiliza como referencia el caso de estudio llevado a cabo por [49], donde se realizaron ensayos a

dos modelos de vehículos eléctricos, el KIA Soul y el BYD e5, para evaluar su respuesta al modificar el porcentaje de ciclo de trabajo, y por ende, la potencia de carga.

En el estudio, se inicia el proceso de carga con un ciclo de trabajo de 50%, para después de un tiempo determinado disminuir este porcentaje a 30%; cambio que implica la transición de la corriente de 25A, correspondiente a una potencia de 5,5kW, a una corriente de 12,7A, con 2,8kW.

De acuerdo a los resultados observados en la figura 4.5, el primer EV testado (KIA Soul) tarda aproximadamente 2s en reaccionar y estabilizar su valor de corriente; mientras que, el segundo vehículo bajo prueba (BYD e5), responde más rápido a los cambios en la señal que recibe, cerca de 2 veces más rápido que el primer vehículo, como lo indica el resultado de la figura 4.6.

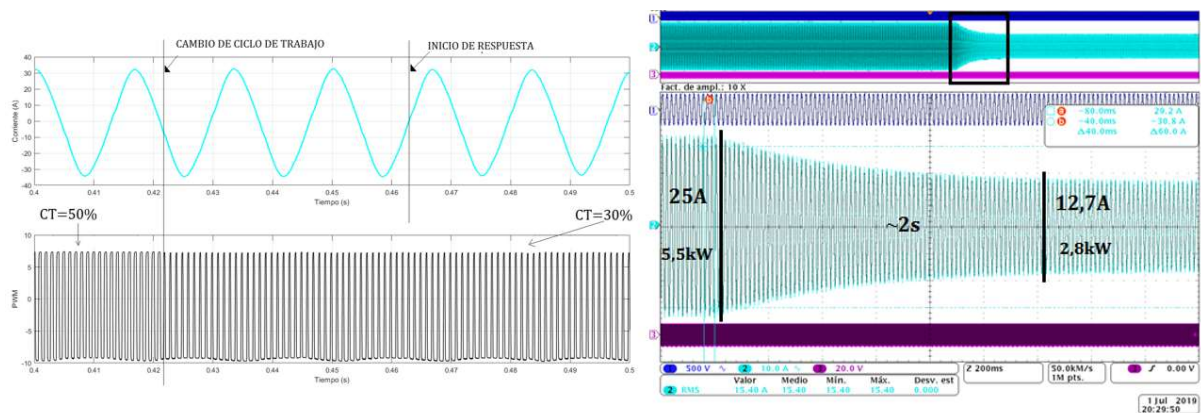


Figura 4.5 Tiempo de respuesta del EV Kia Soul frente a cambios en la señal del ciclo de trabajo [49]

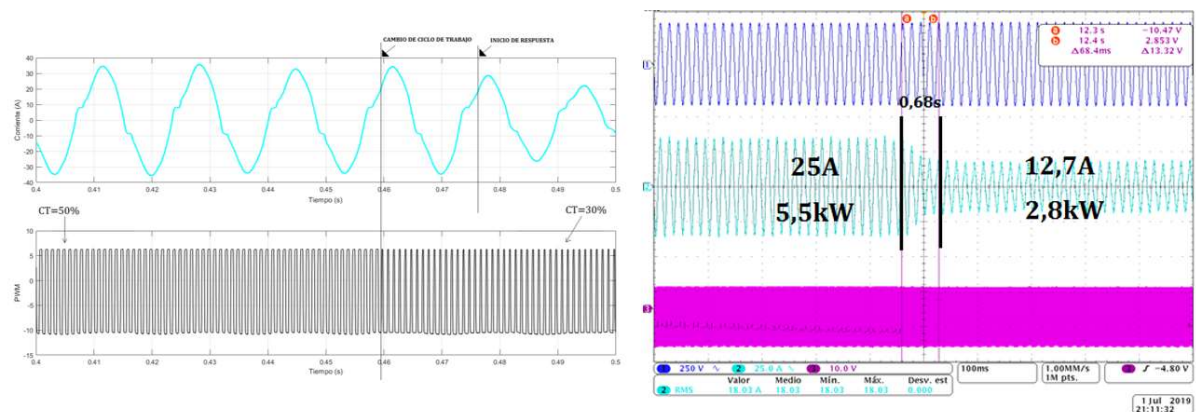


Figura 4.6 Tiempo de respuesta del EV BYD e5 frente a cambios en la señal del ciclo de trabajo [49]

En base al análisis del tiempo de respuesta de estos vehículos, se considera en el diseño del algoritmo realizar simulaciones variando este parámetro, con el objetivo de observar la respuesta del sistema de gestión ante distintos comportamientos del vehículo eléctrico.

Como segunda observación para el desarrollo del modelo, se estudia el comportamiento del EV bajo circunstancias de incumplimiento de la restricción del límite de rampa de potencia fotovoltaica. Para esta consideración, se define el rango de variación de potencia de carga aceptable para el EV, el mismo que es función de las características del modelo del vehículo y lo estipulado en la norma SAE J1772.

El límite superior es fijado en 7,2 kW, que corresponde a la potencia de carga lenta monofásica del vehículo eléctrico modelo KIA Soul EV. Como información adicional, en la tabla 4.2 se presentan los valores de potencia de carga para distintas marcas de vehículos eléctricos.

Tabla 4.4.1 Especificaciones de potencia de carga para distintas marcas de vehículo eléctricos [82]

MARCA	CAPACIDAD
KIA Soul EV	Monofásico (32 A) 7.2 kW
Nissan LEAF 2018	Monofásico (32 A) 7.4 kW
Hyundai Sonata	Monofásico (16 A) 3.7 kW
Toyota Prius Plug-In	Monofásico (16 A) 3.7 kW
Tesla Model 3	Trifásico (16A) 11 kW

Para el límite inferior se considera lo establecido en [83], el cual indica que el nivel de corriente mínimo necesario, para que el sistema de control del EV comience el proceso de carga, es de 6 A, a partir de este valor se determina que la potencia mínima de carga es de 1,32 kW.

Pero, además, es necesario establecer un valor intermedio como referencia para la variación de la potencia de carga del EV. Es así que, se considera un valor de potencia de 4,26 kW, que corresponde al 50% del rango de variación del vehículo.

La dinámica de carga del vehículo depende de la tendencia de variación de potencia del sistema solar fotovoltaico (signo de la ecuación (4.1) resultante instantáneamente). Es así que, la potencia de carga del EV incrementa o disminuye, progresivamente, y su valor es determinado por la diferencia entre la rampa PV y la rama límite, sin superar los respectivos límites definidos. En el caso de estudio, el intervalo de evaluación se estableció en 1s, y el rango de variación de carga calculado es de 2,94 kW.

Por el contrario, si la rampa solar PV es menor al valor límite, la batería del EV no toma ninguna acción y mantiene su potencia de carga al 50%.

Por otro lado, para el sistema bajo estudio se aplican dos escenarios de análisis, en los cuales se considera que en el Punto Común de Conexión se conectan una y más de una estación de carga. Por lo que para el cálculo del número de estaciones que serán necesarias para mitigar las fluctuaciones fotovoltaicas, se utiliza la ecuación (4.2), la cual relaciona la rampa de potencia solar PV con el valor de rango de potencia de carga regulable de las baterías de los EVs.

$$NumEV = \frac{R_{PV}}{2940 \text{ W}/10s} \quad (4.2)$$

En este sentido se considera el peor de los casos que puede ocurrir en la generación fotovoltaica, en el cual la potencia cae desde el valor nominal de la planta hasta cero, o viceversa, en un segundo, con una pendiente de $\pm 15 \text{ kW/s}$.

4.2.5. Potencia Fotovoltaica en el Punto Común de Conexión

Con la variación de la potencia de carga del vehículo, se procede a obtener la potencia fotovoltaica que será entregada a la red eléctrica. Para lo cual, se realiza un balance de energía en el Punto Común de Conexión, siguiendo el sentido del flujo de potencia del esquema de la figura 4.7; según el cual, el conjunto del sistema fotovoltaico y los vehículos eléctricos son las fuentes de energía que proporcionan potencia al nodo.

Además, de acuerdo a este esquema, la potencia que es inyectada a la red P_{RED} es determinada por la ecuación (4.3); la cual considera la potencia de carga de los vehículos eléctricos y la potencia medida a la salida de los módulos fotovoltaicos.

En este sentido, si en el instante de tiempo (i) la potencia de la generación solar PV es menor a la potencia de carga de los EVs, la demanda de carga es suplida por fuentes de generación adicionales que se encuentren conectadas al PCC; caso contrario, se inyectará directamente la potencia fotovoltaica residual.

$$P_{RED}(i) = P_{PV}(i) - P_{EV}(i) \quad (4.3)$$

Como parte final del proceso, se evalúa la eficiencia del método de control de fluctuaciones, a partir de la comparación, con la rampa de potencia de $\pm 1,5 \text{ kW/min}$, de la diferencia entre la potencia de salida de los módulos fotovoltaicos y la potencia fotovoltaica en el PCC.

Finalmente, en la figura 4.7, se presenta el gráfico del esquema general considerado para la aplicación del algoritmo de gestión de energía.

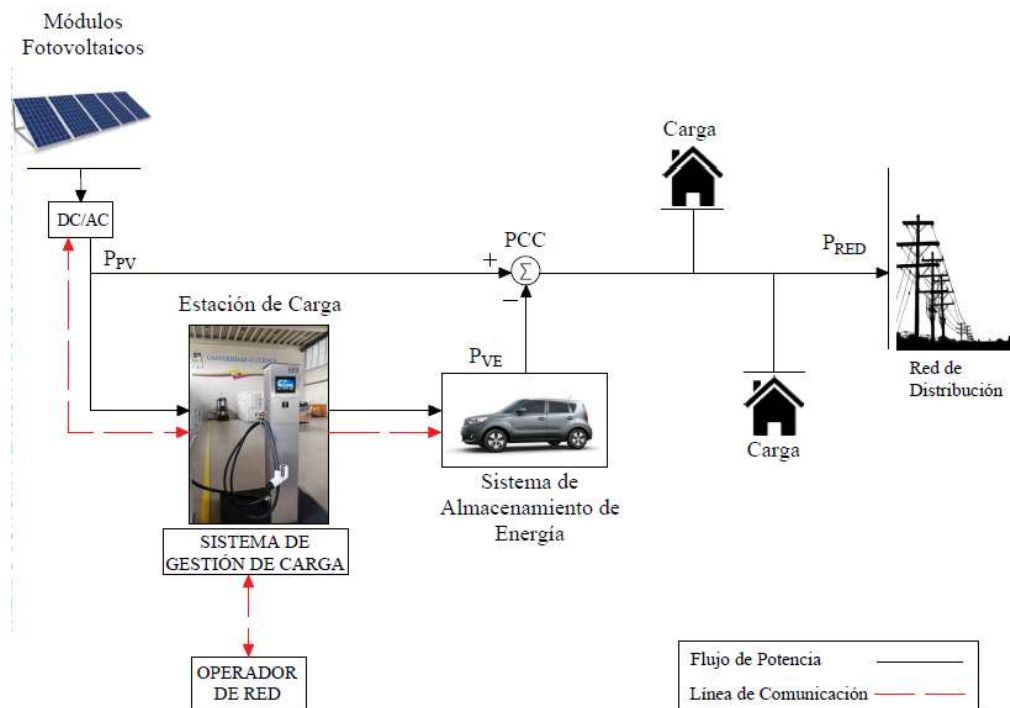


Figura 4.7 Esquema del sistema bajo estudio, para la aplicación del algoritmo de gestión de energía

Capítulo 5 : Desarrollo del Modelo de Control de Carga de Vehículos Eléctricos

En el presente capítulo se desarrolla la descripción del modelo elaborado para llevar a cabo el estudio de la gestión de carga de vehículos eléctricos, a partir de las dinámicas indeseadas de la generación solar fotovoltaica.

El software utilizado para el desarrollo del modelo fue Matlab, puesto que ofrece múltiples herramientas y opciones para manipular matrices, graficar funciones y datos, implementar algoritmos, crear interfaces de usuarios, además de permitir interactuar con programas escritos en otros lenguajes.

5.1. Metodología

El punto de partida para el desarrollo del algoritmo de control, es la obtención de datos de la curva de potencia de la generación solar fotovoltaica. Con una resolución de 1s, y para un periodo de análisis de 6:00 a 18:00, estos datos fueron importados desde el SCADA, en el espacio de trabajo de Matlab.

Ciertos parámetros como la potencia nominal de sistema fotovoltaico, los límites de variación de la potencia de carga del vehículo eléctrico y su potencia de referencia, el periodo de estudio, entre otros, son definidos al inicio del algoritmo.

Por otro lado, un parámetro que también debe determinarse inicialmente, es el valor de la rampa límite de potencia fotovoltaica (R_{lim}). Para el cálculo de este parámetro se repasa lo mencionado en la regulación de la PREPA, respecto a la restricción del 10% de la potencia nominal del sistema por minuto. En este sentido, para un intervalo de evaluación de 1s, se define un límite de tasa de variación de $0,17\% P_{nom}/s$; valor que es obtenido a partir de la división entre 60 de la restricción de $10\% P_{nom}/min$.

Una vez definida la rampa de potencia límite, se inicia el proceso de gestión de la potencia de carga del vehículo eléctrico. En primer lugar, se calcula la tasa de variación de la potencia fotovoltaica (R_{PV}), a partir de la diferencia entre la potencia fotovoltaica del instante actual con la del instante previo, para un intervalo de 1s, conforme a lo indicado en la ecuación (4.1) del capítulo 4. El valor de R_{PV} es actualizado en cada intervalo de 1s.

Para determinar la dinámica que seguirá la potencia de carga del vehículo, primeramente, se especifican las condiciones necesarias para la estrategia de control de rampa de potencia. Estas

condiciones evalúan la relación entre la R_{PV} y la R_{lim} , y como resultado se obtiene la proporción de potencia fotovoltaica restringida y que deberá ser compensada por el sistema de almacenamiento del banco de baterías del vehículo. La figura 5.1 muestra el efecto de la estrategia de control de rampa de potencia.

En este sentido, en cada intervalo de 1s, se desarrolla una comparación entre ambos valores de rampa, si la R_{PV} resulta ser menor a la R_{lim} , entonces se mantiene el mismo valor de potencia fotovoltaica del instante previo. Por el contrario, si la R_{PV} supera la pendiente límite de $\pm 25 \text{ W/s}$, se calcula un nuevo valor de potencia; dependiendo del sentido de crecimiento de la pendiente de la potencia fotovoltaica, el valor de potencia excedente será igual a la suma o resta de la potencia del instante previo y la R_{lim} .

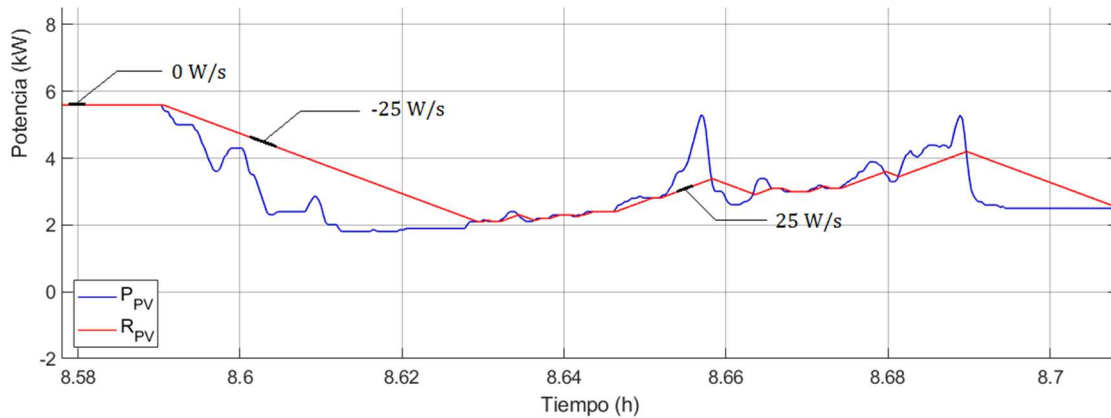


Figura 5.1 Potencia de salida fotovoltaica vs potencia restringida por estrategia de rampa de potencia

De la figura 5.1, la estrategia de control de rampa de potencia es observada en la curva color rojo, que representa la variación que debería tener el sistema, sin superar las razones de cambio máximas indicadas por la normativa utilizada. Del estudio, se evidencia que el algoritmo obtiene una nueva curva de potencia fotovoltaica de referencia, que sigue el sentido de crecimiento de la curva original, pero que presenta una pendiente igual a la rampa de potencia restringida.

Como siguiente paso, el algoritmo calcula la variación de la potencia de carga del vehículo eléctrico (P_{EV}). Para lo cual, determina la diferencia entre la potencia de salida de los módulos fotovoltaicos y la potencia fotovoltaica restringida por la estrategia de control.

A partir de este punto, se presentan dos escenarios para evaluar la respuesta del algoritmo de control de rampa de potencia; a continuación, se describen cada uno.

5.1.1. Escenario 1: Gestión de carga de un único vehículo eléctrico en el Punto Común de Conexión, a partir de la dinámica fluctuante de un sistema solar fotovoltaico de 15kWp

En la figura 5.2 se presenta el esquema correspondiente a este primer escenario. Como se puede observar, el sistema está compuesto por un único vehículo eléctrico conectado en el Punto Común de Conexión, el mismo que se encargará de realizar el control y suavizado de las fluctuaciones fotovoltaicas.

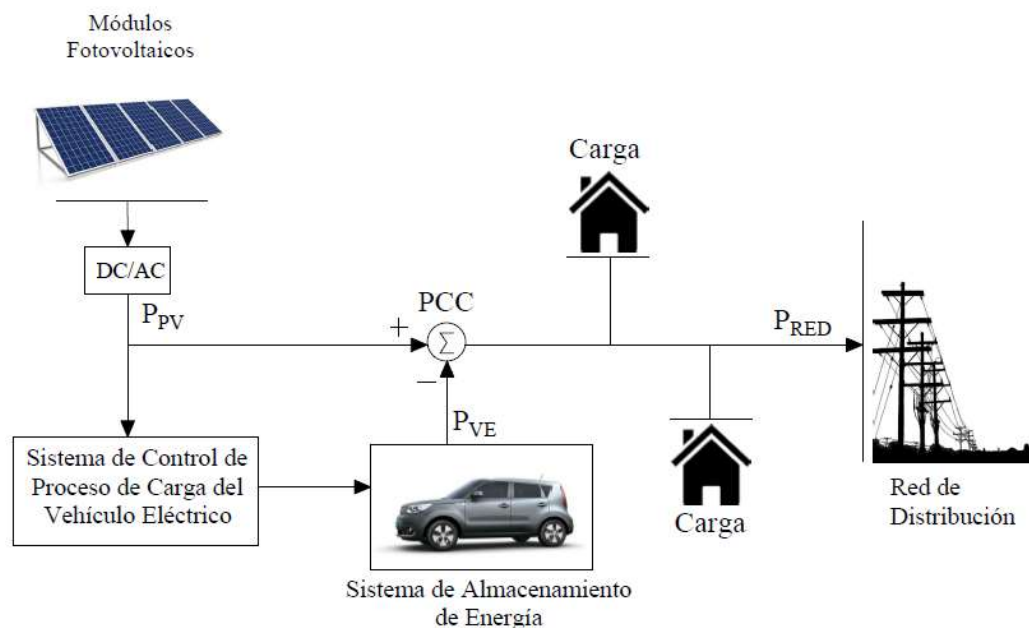


Figura 5.2 Esquema para desarrollo del primer escenario de evaluación

El algoritmo de control de fluctuaciones fotovoltaicas se encuentra implementado en la estación de carga, desde donde envía la señal piloto al vehículo, para el cambio de la potencia de carga. La variación de la potencia es obtenida a partir de la diferencia entre la generación fotovoltaica y la potencia restringida por la rampa fotovoltaica.

En primer lugar, para realizar el cambio de la potencia de carga, el algoritmo toma como punto de referencia la potencia media del rango de variación del vehículo, definida en 4,26 kW. Es decir que el nuevo valor calculado de potencia, se adiciona o resta, dependiendo del sentido de crecimiento de la pendiente fotovoltaica, a este valor de potencia de referencia. En la figura 5.3 se detalla de mejor manera este comportamiento.

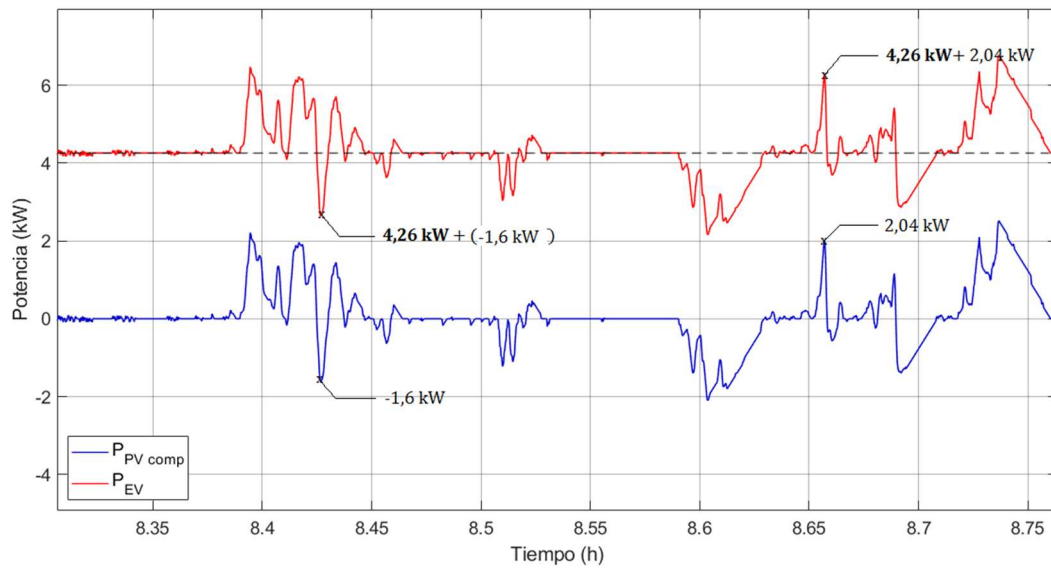


Figura 5.3 Potencia fotovoltaica excedente vs potencia de carga del vehículo eléctrico

Por otra parte, el diseño del algoritmo también considera la condición en la cual la tasa de variación de potencia fotovoltaica no varía, es decir es cero, en cuyo caso la potencia del sistema de carga deberá mantener su valor de referencia. Pero, además, se configura al algoritmo para que la estación de carga regrese nuevamente al valor de referencia, después de que se haya dado un cambio en la dinámica de carga.

Un aspecto que se examina para el diseño del algoritmo, es el tiempo de respuesta del vehículo eléctrico ante cambios de su potencia de carga. Como se mencionó en el capítulo 3, el tiempo de reacción del vehículo modelo KIA Soul es de 2s, mientras que para el modelo BYE e5 es de 0,68s. En base a estos datos, se plantea incrementar progresivamente este parámetro, con el objetivo de evaluar el efecto que pueda tener en la mitigación de las fluctuaciones fotovoltaicas.

Inicialmente, se estudia el comportamiento del algoritmo con un tiempo de 0 s, que implica que la generación fotovoltaica y la dinámica de carga del vehículo varían a la misma velocidad. A partir de ese valor, se incrementa a un tiempo de 1s, 2s, 4s, 6s, 8s y 10s. La figura 5.4 ilustra el comportamiento de la potencia de carga ante los diferentes tiempos definidos. El cambio en el

tiempo de respuesta debería influir en el resultado final de la potencia fotovoltaica en el Punto Común de Conexión.

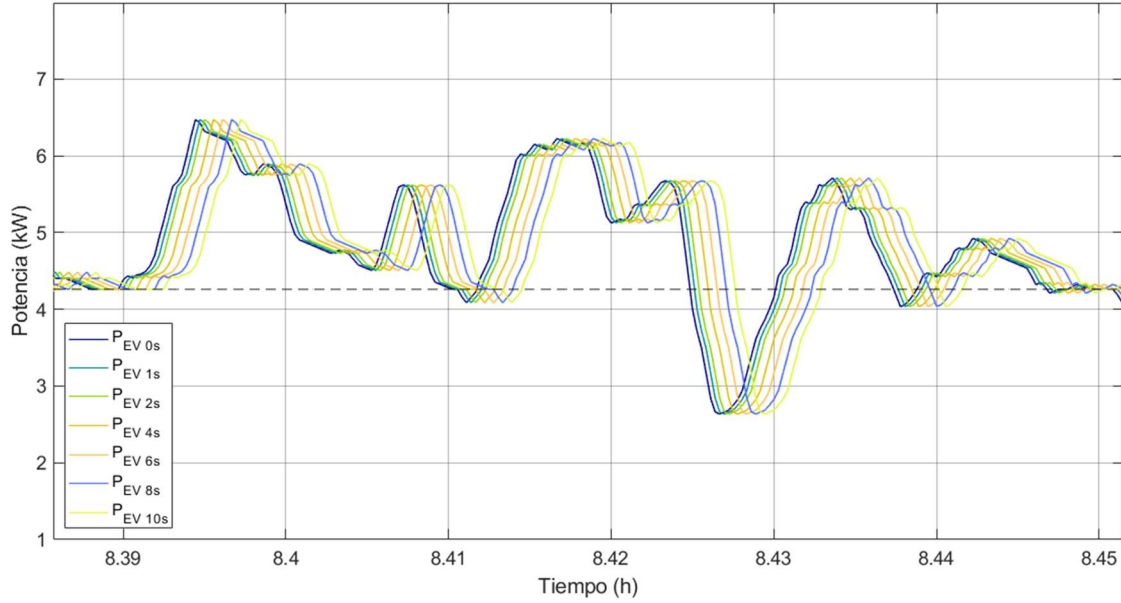


Figura 5.4 Potencia de carga del vehículo eléctrico para distintos tiempos de respuesta de un EV

Una vez determinado el cambio de la potencia de carga del vehículo eléctrico, el algoritmo calcula la potencia fotovoltaica medida en el Punto Común de Conexión, que corresponderá a la potencia suministrada a la red eléctrica (P_{Red}). Este cálculo se obtiene de realizar la sumatoria de los flujos de potencia en el nodo del PCC, es así que de acuerdo al esquema de la figura 5.2, la P_{Red} resulta de la diferencia entre la potencia de salida de la generación fotovoltaica y la potencia de carga del vehículo, como lo indica la ecuación (9).

$$P_{RED} = P_{PV} - P_{EV} \quad (5.1)$$

Finalmente, a manera de comprobación, el algoritmo determina la rampa de potencia fotovoltaica resultante en el PCC y realiza una comparación con el valor de rampa de potencia límite de $\pm 1,5 \text{ kW/min}$.

En la figura 5.5 se presenta, a manera de resumen, el diagrama de flujo del proceso explicado.

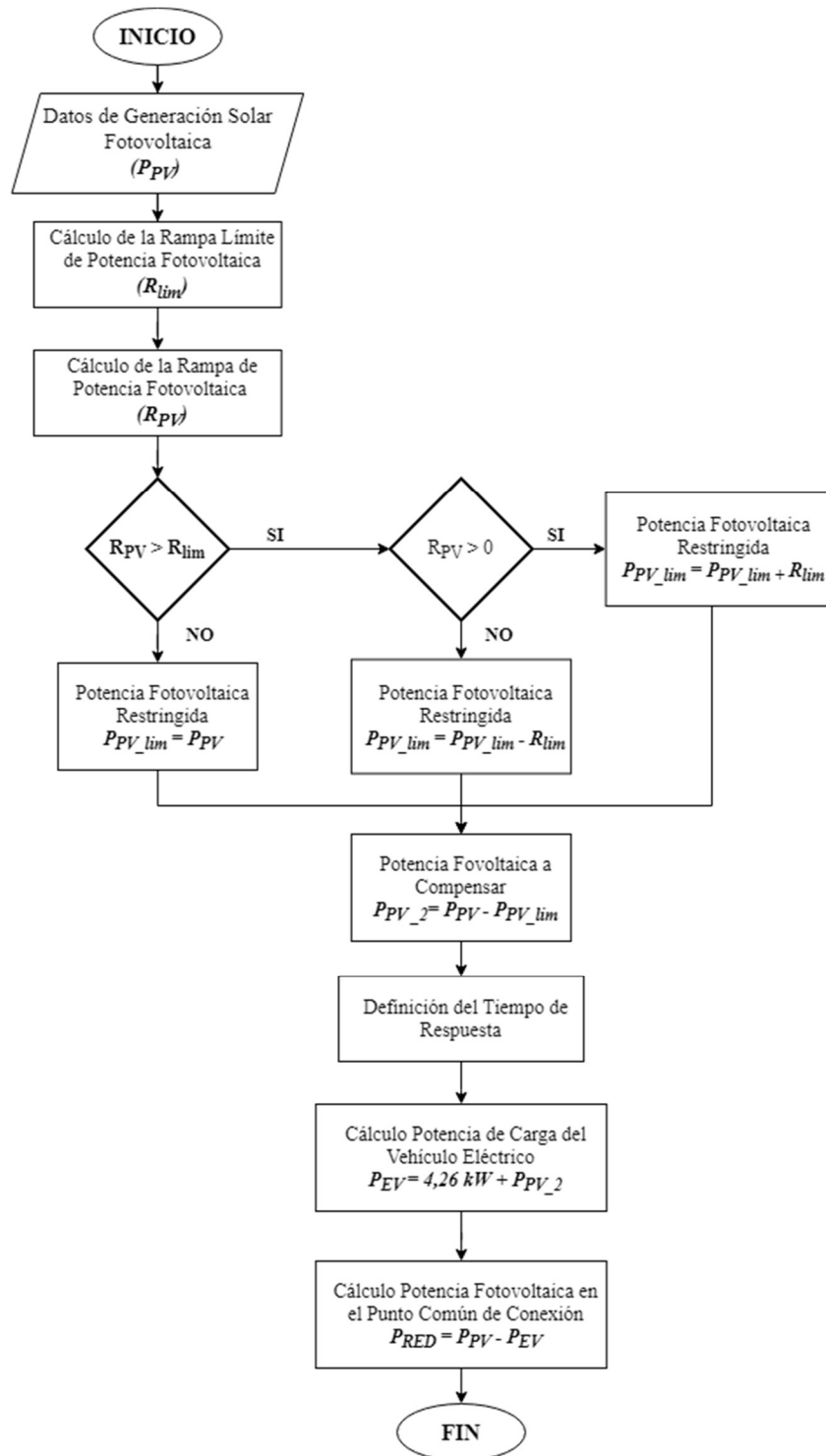


Figura 5.5. Proceso para el control de la dinámica de carga del vehículo eléctrico

5.1.2. Escenario 2: Gestión de carga coordinada varios vehículos eléctricos conectados en el Punto Común de Conexión, a partir de la dinámica fluctuante de un sistema solar fotovoltaico de 15kWp.

Continuando con el proceso de variación de la potencia de carga del vehículo eléctrico, se presenta ahora un segundo escenario de estudio. Este escenario pretende incrementar la cantidad de vehículos eléctricos que se conectan en el Punto Común de Conexión, como se observa en el esquema de la figura 5.6.

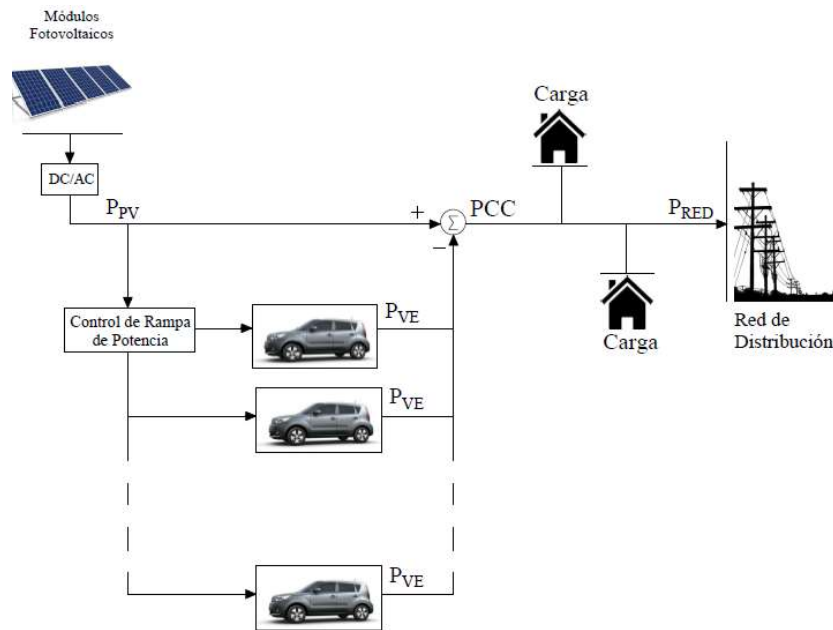


Figura 5.6 Esquema para desarrollo del segundo escenario de evaluación

En el capítulo 4, se menciona que para la peor condición de generación fotovoltaica, en la que la potencia podría presentar una tasa de variación de $\pm 15 \text{ kW/s}$, el sistema de gestión de energía requerirá como mínimo un total de cinco estaciones de carga conectadas en el Punto Común de Conexión, para llevar a cabo el control de la dinámica de carga de los vehículos eléctricos.

Bajo esta consideración y con el cálculo de la potencia fotovoltaica excedente de la restricción de la rampa de potencia, explicado en el apartado anterior, se diseña el algoritmo para determinar la variación de la potencia de carga, dividiendo el excedente de potencia entre el total de estaciones conectadas.

En este sentido, lo que se pretende realizar con el algoritmo de control es reducir el rango de variación del sistema de carga, para evitar que se sature, y que cada vehículo eléctrico reciba la misma proporción de cambio de potencia.

Al igual que en el escenario anterior, para realizar el cambio de la potencia de carga, el algoritmo toma como punto de referencia la potencia media del rango de variación del vehículo, definida en $4,26 \text{ kW}$. En la figura 5.7 se muestra un ejemplo de la dinámica de carga para este escenario de estudio.

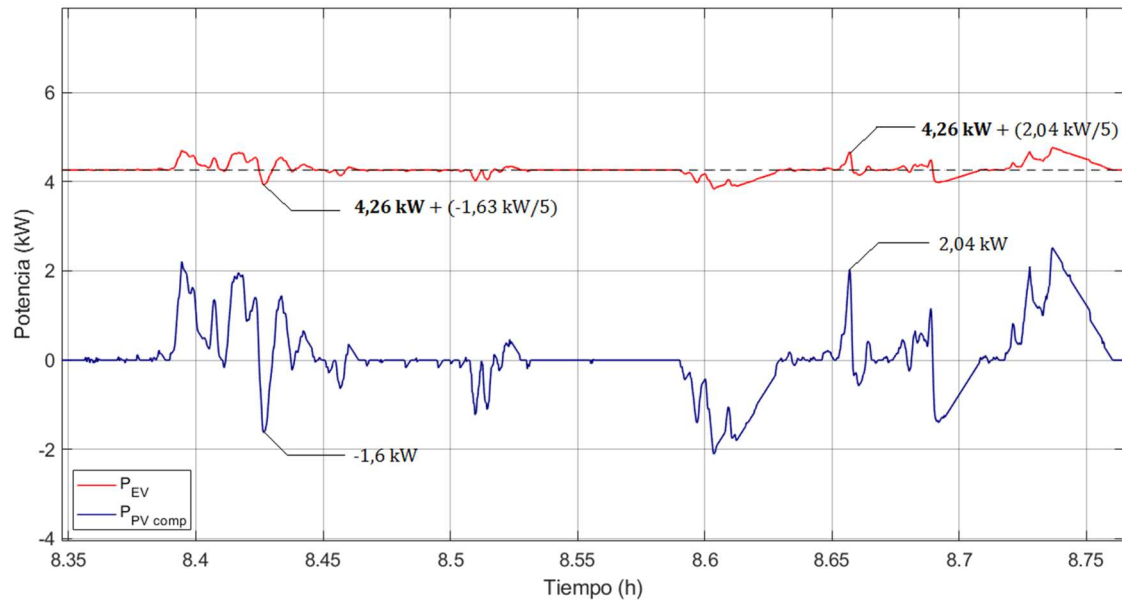


Figura 5.7 Potencia fotovoltaica excedente vs potencia de carga de un único vehículo eléctrico

Por otra parte, se aplica nuevamente la consideración del escenario anterior, respecto al tiempo de respuesta del vehículo, para evaluar la actuación del sistema de carga. Es así que, el algoritmo inicia el análisis con el caso en que la dinámica de la generación fotovoltaica y de la potencia de carga del vehículo varía a la misma velocidad; y luego incrementa el parámetro hasta alcanzar un tiempo de 10s. La figura 5.8 presenta los casos de variación de potencia de carga para los distintos valores de tiempos de respuesta.

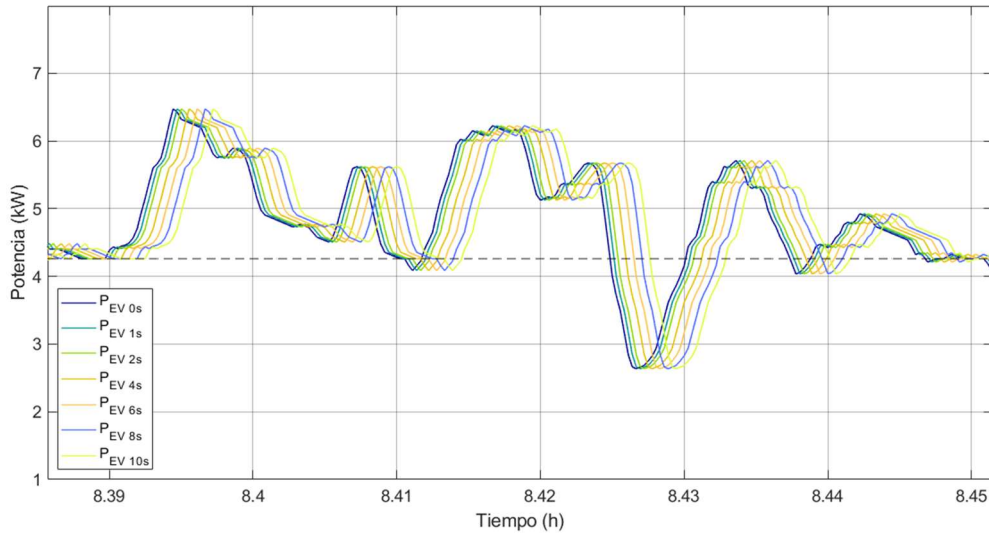


Figura 5.8. Potencia de carga del vehículo eléctrico para distintos tiempos de respuesta

Después que el algoritmo calcula la variación de potencia de carga para un vehículo eléctrico, debe determinar la potencia para el conjunto de vehículos, para lo cual incrementa en cinco veces el valor de potencia individual del vehículo.

Una vez determinada la suma total de potencia del conjunto de vehículos, el algoritmo procede a calcular la potencia fotovoltaica medida en el Punto Común de Conexión, correspondiente a la potencia suministrada a la red eléctrica (P_{Red}). Este cálculo se obtiene de realizar la sumatoria de los flujos de potencia en el nodo del PCC, es así que de acuerdo al esquema de la figura 5.6, la P_{Red} resulta de la diferencia entre la potencia de salida de la generación fotovoltaica y la sumatoria de potencia de carga del conjunto de vehículos; como lo indica la ecuación (5.2), donde n representa el número de vehículos eléctricos conectados en el PCC.

$$P_{RED} = P_{PV} - \sum P_{EVn} \quad (5.2)$$

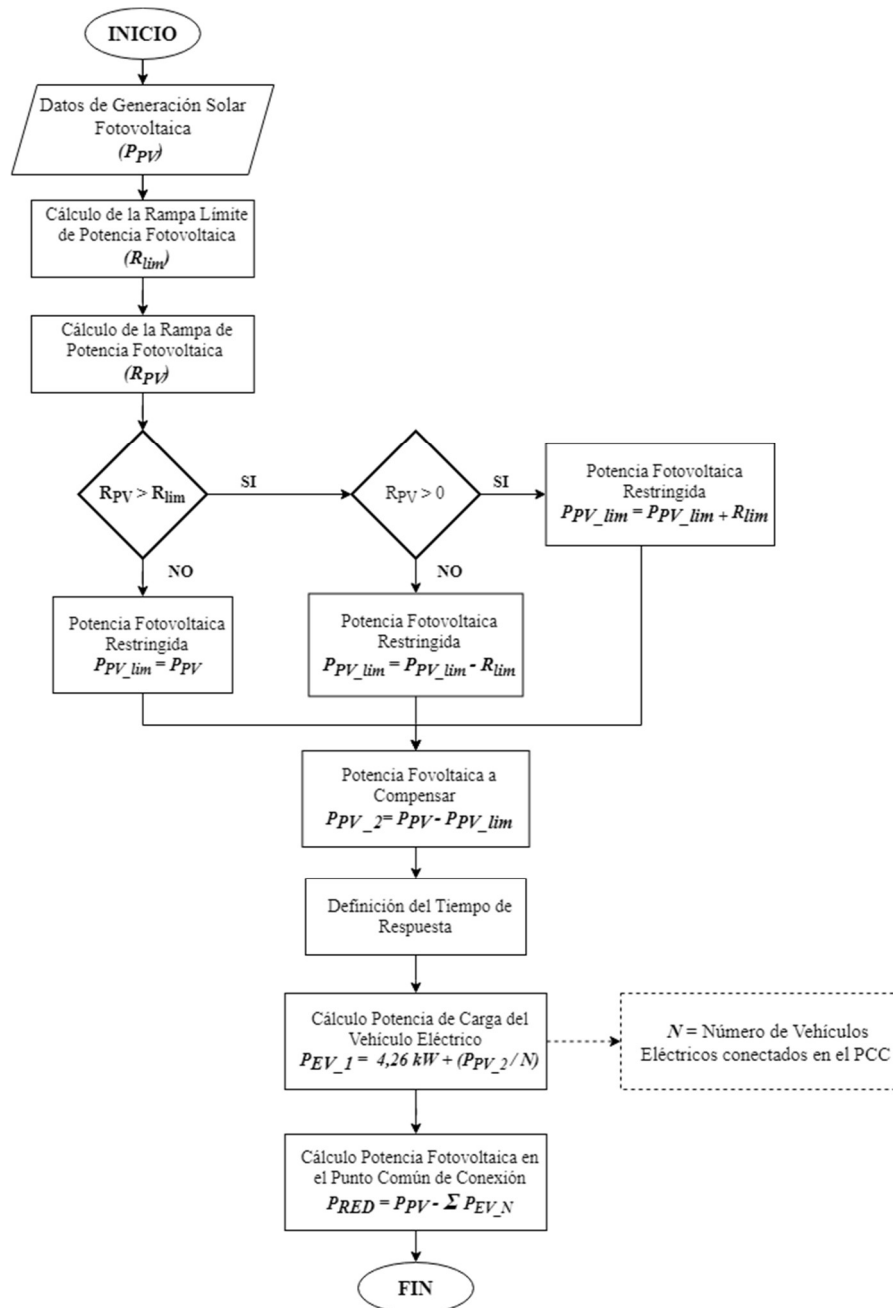


Figura 5.9. Proceso para el control de la dinámica de carga del conjunto de vehículos eléctricos

Capítulo 6 : Resultados y Discusión

6.1. Comportamiento Dinámico de la Generación de Energía Solar Fotovoltaica en la Zona de Estudio

El comportamiento típico de la irradiancia solar en la zona bajo estudio (Campus Balzay de la Universidad de Cuenca), zona típica de una ciudad Andina de latinoamericana, con una ubicación geográfica caracterizada por presentar cambios considerables de clima diariamente, con dos estaciones marcadas principalmente por lluvias en los meses (Marzo-Abril, y Octubre-Noviembre), y estaciones secas entre Junio y Julio [1]. La estación meteorológica del laboratorio de Micro Redes de la Universidad de Cuenca, proporcionó la información referente al comportamiento de la irradiación solar en el intervalo entre las 6:00 y 18:00 para un periodo de 30 días con intervalos cada 1s. En la figura 6.1, se presentan las curvas de la generación fotovoltaica que mayor variación mostraron entre los primeros quince días del mes de septiembre del año 2020.

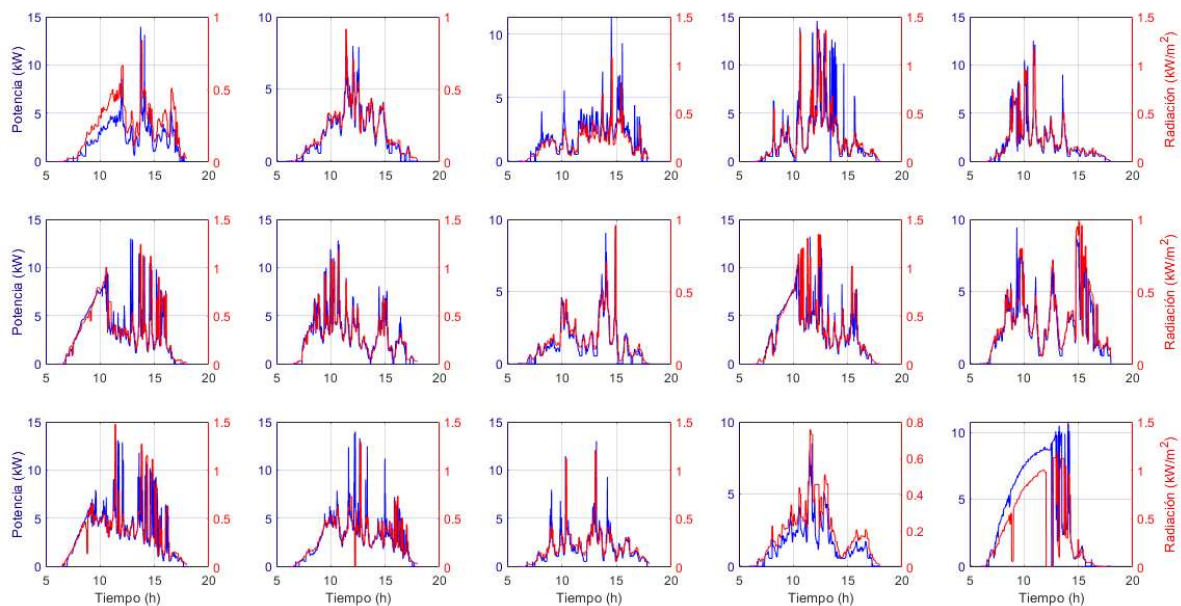


Figura 6.1 Comportamiento diario de la generación solar fotovoltaica, Campus Balzay, Cuenca

Para evaluar las fluctuaciones de la figura 6.1, y analizar la aplicación de la estrategia de control de la tasa de variación de potencia, se trabajó con un tiempo de resolución de datos de 1s, de acuerdo a lo expuesto en el estudio desarrollado por [56]. Estudio que lleva a cabo el análisis de

las fluctuaciones de potencia en seis plantas PV de España, en el lapso de un año; alcanzando como resultado la demostración de la relación entre el periodo de muestreo y el efecto de suavizado de las fluctuaciones. En este sentido, entre más corto es el tiempo de resolución, más significativo es el efecto de afinamiento de variaciones de potencia.

El comportamiento observado en los distintos casos mostrados en la figura 6.1, dan prueba de la influencia de las condiciones climáticas en la generación de los módulos fotovoltaicos. Como se señala en el estudio de caso de [1], los amplios rangos de variación de la radiación solar, producto de la alta nubosidad propia de la zona Andina ecuatoriana, resultaron en fluctuaciones de potencia fotovoltaica de gran magnitud.

Para la aplicación del algoritmo de control se eligieron dos curvas de potencia, que representan un día con altas variaciones y uno con variaciones promedio. Las curvas elegidas para aplicar el algoritmo de gestión de carga de los vehículos eléctricos, fueron obtenidas a partir del cálculo de la tasa de variación de la generación fotovoltaica y de su análisis de tendencia, para los 30 días del mes de septiembre.

El cálculo de las fluctuaciones fotovoltaicas es determinado por medio de la ecuación (6.1), en donde la variación de potencia fotovoltaica Δ_{PV} , es definida a partir de la diferencia entre el valor de potencia fotovoltaica en el instante de tiempo actual $P_{PV}(i)$ y el del instante previo $P_{PV}(i-1)$, para un periodo de tiempo $\Delta_t = 1min$.

$$R_{PV} = \frac{\Delta P_{PV}}{\Delta t} = \frac{P_{PV}(i) - P_{PV}(i-1)}{t(i) - t(i-1)} \left[\frac{W}{min} \right] \quad (6.1)$$

El resultado mostrado en la figura 6.2, permite detallar que las fluctuaciones máximas de potencia presentan una variación promedio de $7,20 \text{ kW/min}$, con una desviación estándar de $2,32 \text{ kW/min}$ y un coeficiente de variación de 32,09%. Por otra parte, la información de esta gráfica es utilizada para seleccionar los dos días que serán considerados para el estudio.

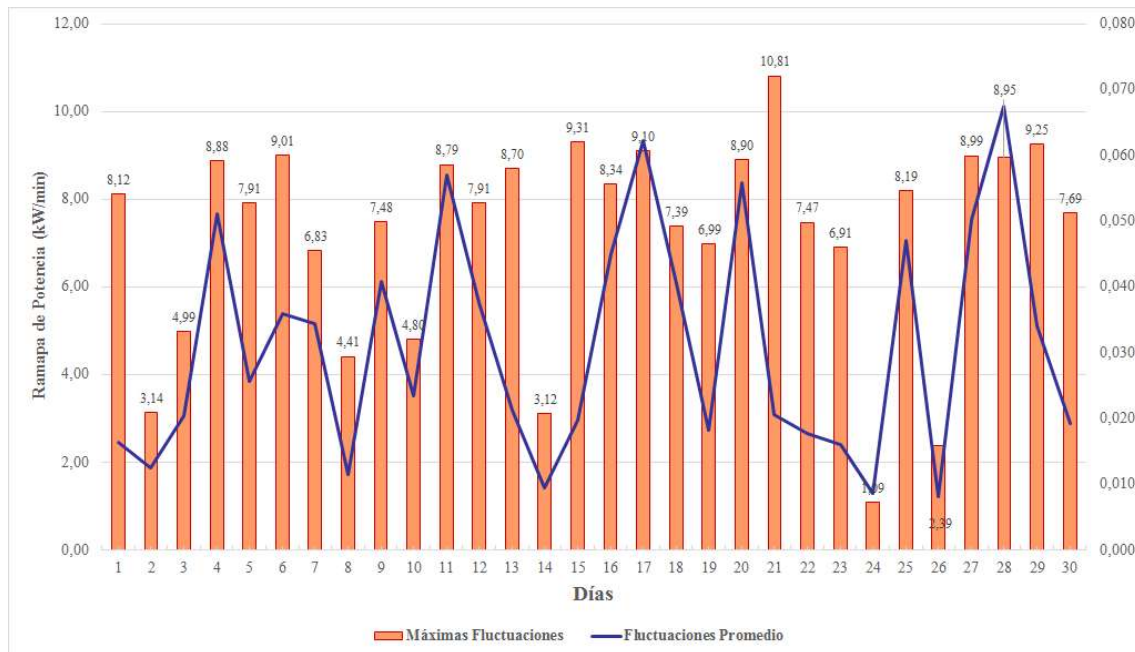


Figura 6.2 Fluctuaciones máximas y promedio para los 30 días del mes de septiembre del año 2020

Es así que, se observa que el día 21 de septiembre presenta el valor más alto de rampa máxima de potencia, con $10,81 \text{ kW/min}$, aunque, el promedio de fluctuaciones en este día es muy bajo y escasamente alcanza una rampa de 21 W/min ; por lo que no es elegido para el estudio.

Por tal razón, se opta por elegir aquel día cuyas fluctuaciones promedio alcancen el mayor porcentaje, y a la vez registre un nivel alto de variación máxima; el día que parece cumplir con estas condiciones es el 28 de septiembre. Este día presenta una tasa máxima de variación de $8,95 \text{ kW/min}$, con variaciones promedio de 67 W/min . Para la selección del segundo día para el estudio, se consideró el día 6 de septiembre, dado que presenta una tasa de variación de $9,01 \text{ kW/min}$, con fluctuaciones promedio de 36 W/min .

En la figura 6.3a se presenta un día con alta variaciones de irradiación solar, y la figura 6.3b el día con variaciones promedio. Para cada caso se desarrolla el mismo análisis realizado en la figura 6.2.

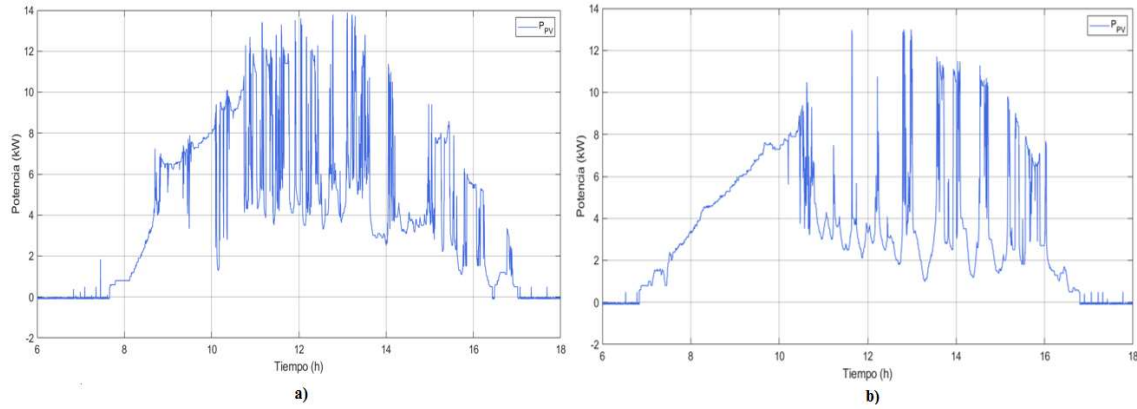


Figura 6.3 Potencia Fotovoltaica Generada: a) día de mayor fluctuación (28 de septiembre) y (b) día con fluctuaciones intermedias (6 de septiembre)

Del análisis de los resultados de la figura 6.4, se detalla que el día con fluctuaciones máximas, alcanza una tasa de variación promedio de $4,81 \text{ kW}/\text{min}$, una desviación estándar de $3,13 \text{ kW}/\text{min}$ y un coeficiente de variabilidad de $65,4\%$.

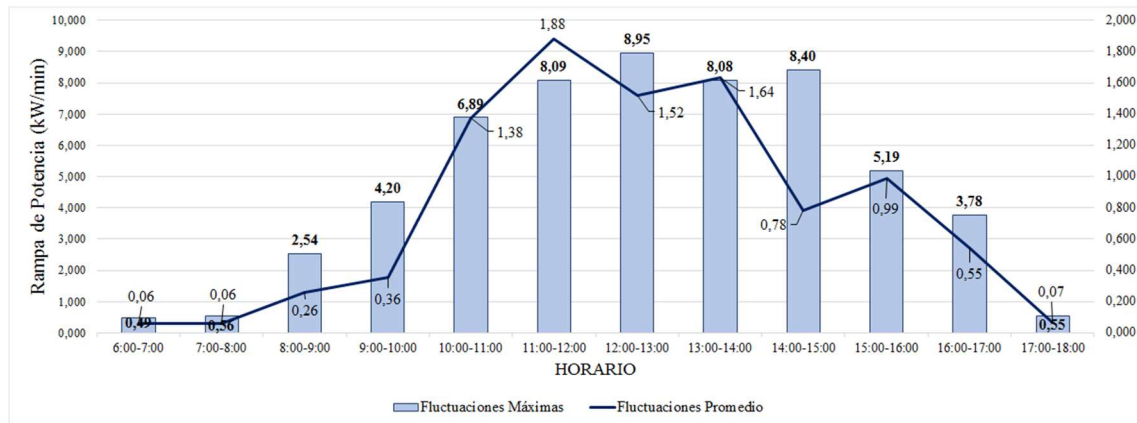


Figura 6.4 Fluctuaciones máximas y promedio para cada hora del día 28 de septiembre

Como se puede observar en la figura 6.4, entre las 11:00 y las 15:00 se presentan los niveles más altos de variabilidad, que son los instantes en los cuales el sol se encuentra en su mayor elevación. Se alcanzan variaciones desde $8,09 \text{ kW}/\text{min}$ hasta $8,40 \text{ kW}/\text{min}$.

Por otro lado, para el día 6 de septiembre, se presenta el resultado de las fluctuaciones horarias en la figura 6.5, obteniendo un rango de variación promedio de $3,7 \text{ kW}/\text{min}$, una desviación estándar de $3,31 \text{ kW}/\text{min}$ y un coeficiente de variabilidad de $89,48\%$.

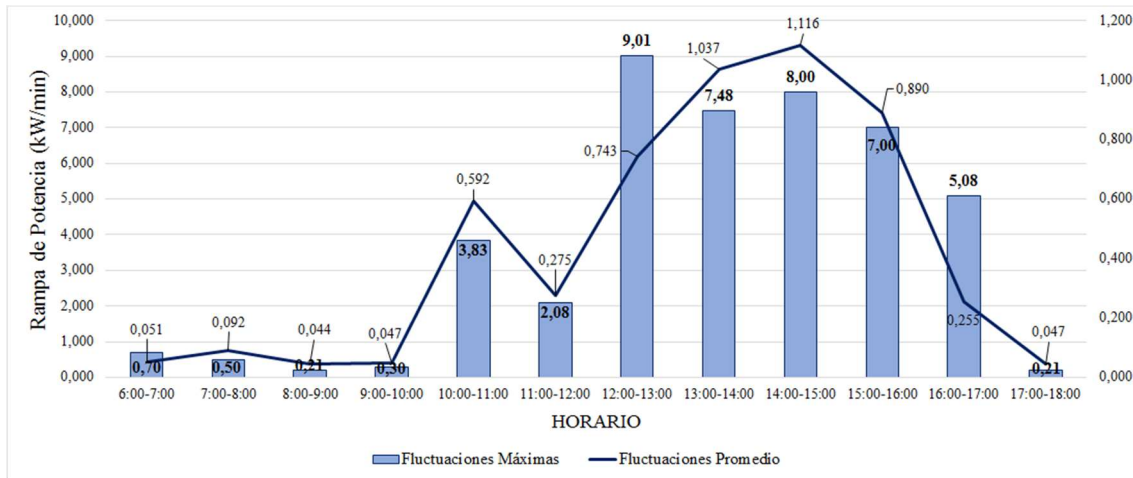


Figura 6.5 Fluctuaciones máximas y promedio para cada hora del día 6 de septiembre

6.2. Sistema de Gestión de Energía

Para el diseño del sistema de gestión de energía solar fotovoltaica, se utiliza la estrategia de control de rampa de potencia, tema tratado en el capítulo 3; como se mencionó en este apartado, por medio de este método se busca restringir el rango de variación de las fluctuaciones de potencia fotovoltaica en el PCC, de acuerdo a un límite de rampa definido por la respectiva regulación de red y utilizando como sistema de almacenamiento de energía el banco de baterías del vehículo eléctrico. En la figura 6.6 se ilustra el esquema considerado para la aplicación del sistema de gestión de energía.

Por otra parte, es importante mencionar que, desde el punto de vista del sistema eléctrico de potencia, se debe procurar que la distancia a la que se conectan las cargas del centro de generación sea la menor posible, con el objetivo de reducir las pérdidas eléctricas asociadas al cable conductor. En este sentido, los vehículos eléctricos al considerarse como una carga capaz de ser controlada, y de dar un seguimiento rápido a las tasas de variación de potencia [77], su ubicación debería ser lo más cerca de la planta PV.

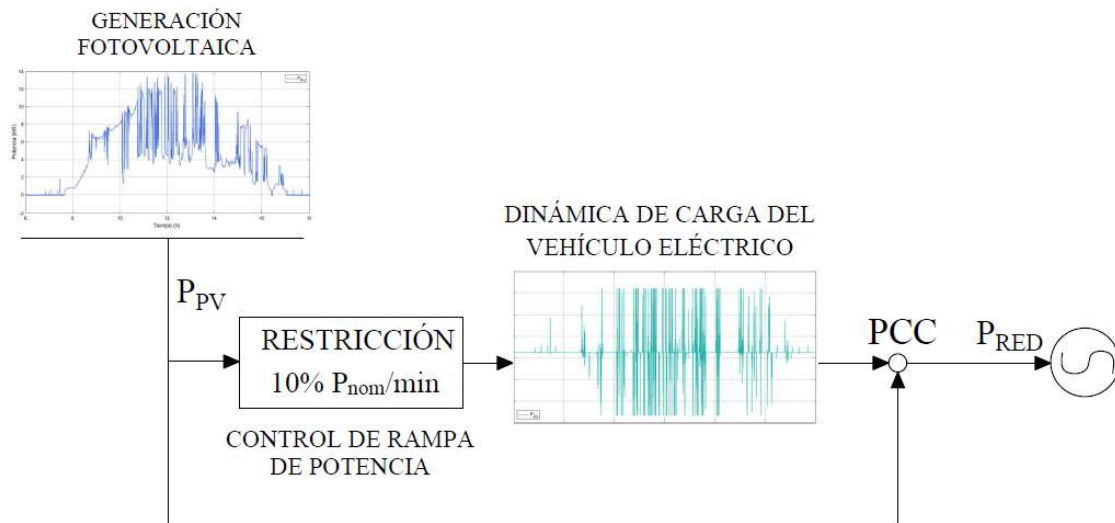


Figura 6.6 Esquema para aplicación del sistema de gestión de la energía solar fotovoltaica

El algoritmo de control de rampa de potencia genera la consigna de carga de los EV de manera que se limite la tasa de variación de la potencia en el Punto Común de Conexión. A continuación, se describen los resultados correspondientes a los dos escenarios planteados, aplicando la estrategia de control tanto al día con fluctuaciones máximas como al de fluctuaciones promedio.

6.3. Modelo de Simulación de Estación de Carga de Vehículos Eléctricos

6.3.1. Escenario 1: Gestión de carga de un único vehículo eléctrico en el Punto Común de Conexión, a partir de la dinámica fluctuante de un sistema solar fotovoltaico de 15kWp.

El esquema que se muestra en la figura 6.7 representa el sistema utilizado para la aplicación del sistema de gestión de energía para este primer escenario. En el cual se detalla la implementación de una única estación de carga en el Punto Común de Conexión.

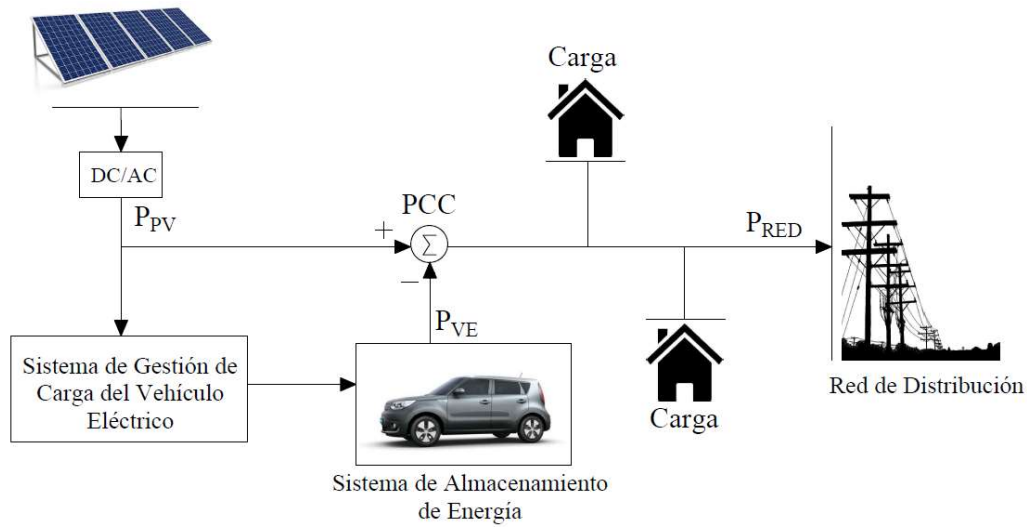


Figura 6.7. Esquema de referencia para el primer escenario de análisis

En este primer escenario se presentan los resultados de la aplicación del algoritmo de gestión de energía para el manejo del comportamiento dinámico del día con fluctuaciones promedio máximas (figura 6.3a) y del día con fluctuaciones intermedias (figura 6.3b), bajo la condición de implementación de una única estación de carga en el punto común de conexión.

Bajo esta consigna, se detallan los resultados de la variación de la potencia de carga del vehículo eléctrico; aspecto que corresponde una de las claves del sistema, dado que es el elemento que permite la gestión de energía al interconectarse a una fuente de energía renovable variable y a la red de suministro eléctrico.

Por otro lado, se define el parámetro de tiempo de respuesta para la variación de la potencia de carga del vehículo, con el objetivo de evaluar la influencia de este parámetro en el control de las fluctuaciones fotovoltaicas. Es así que, se han elegido cuatro condiciones para la simulación de este primer escenario; se consideran tiempos de respuesta de 1s, 2s, 4s, 6s, 8s y 10s. A continuación, se presentan los resultados respectivos.

En un inicio se trabaja con el día que presenta mayor nivel de fluctuaciones promedio durante el periodo de análisis; empezando con el análisis de la actuación del sistema de gestión de la potencia de carga del vehículo eléctrico, cuyo comportamiento se muestra en la figura 6.8.

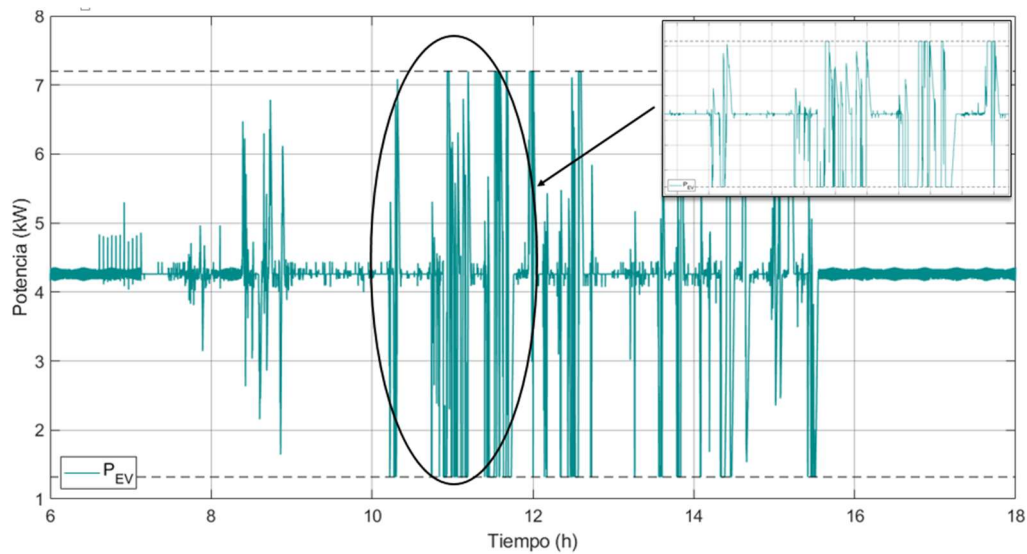


Figura 6.8 Dinámica de carga del vehículo eléctrico, día con fluctuaciones máximas

Del resultado de la figura 6.8 se evidencia que, las variaciones que experimenta la potencia de carga del vehículo se mantienen dentro de los límites impuestos por la norma SAE J1772; la misma que indica que el vehículo podrá variar su potencia entre un límite inferior de $1,32 \text{ kW}$ y un límite superior a $7,2 \text{ kW}$.

Además, se observa que una mayor proporción de las variaciones de potencia de carga alcanzaron el límite de potencia inferior, con un 4,45% frente a un 2,18% de variaciones que llegaron hasta el límite superior. Esto significa que, el sistema de gestión de carga detectó mayor cantidad de caídas de potencia en la generación fotovoltaica, lo que provocó que el vehículo tuviera que disminuir su potencia de carga para poder compensar estas fluctuaciones. En este sentido, los niveles de irradiación fueron bajos en este día, por la presencia de nubosidades sobre los módulos.

Por otra parte, se cumple también que la potencia de carga regresa a su valor de referencia, de $4,26 \text{ kW}$, cuando ya no percibe una rampa de potencia fotovoltaica por fuera del rango de variación de $\pm 25 \text{ W/s}$.

A continuación, en la figura 6.9, se presenta la comparación de la generación solar fotovoltaica frente a la dinámica de carga del vehículo eléctrico, con el objetivo de analizar la actuación del sistema de gestión de energía.

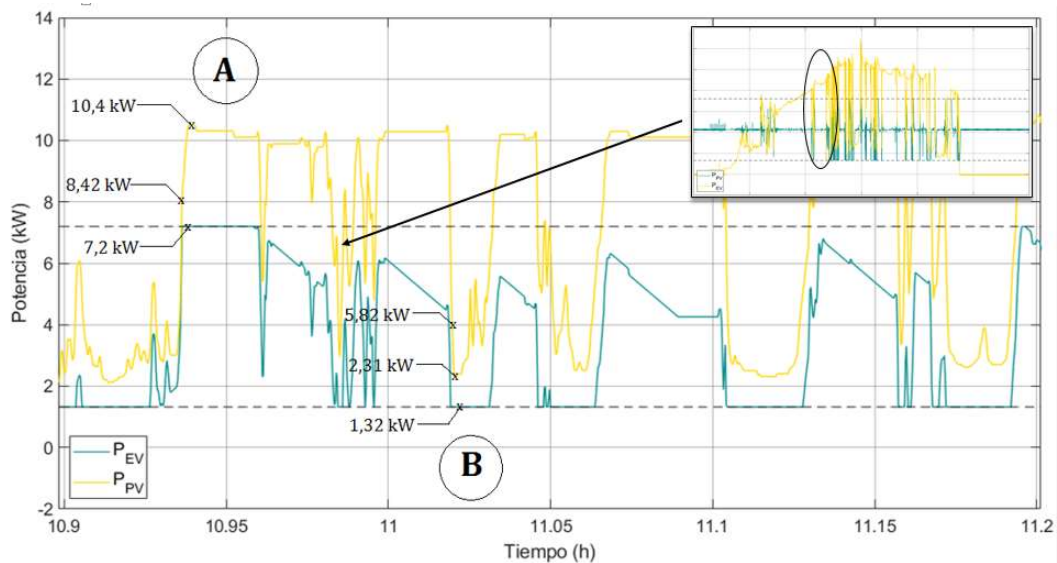


Figura 6.9 Potencia fotovoltaica vs potencia de carga del vehículo eléctrico, día con fluctuaciones máximas

Para entender de mejor manera la dinámica del sistema de gestión de energía, se presenta en la figura 6.9 la comparación entre la potencia de la generación fotovoltaica con la potencia de carga del vehículo eléctrico. Primero se hace referencia a la sección **A** de la figura 6.9, donde se observa que la potencia fotovoltaica incrementa rápidamente su valor de 8,42 kW a 10,4 kW, en un intervalo de tiempo muy corto, ante lo cual el sistema de carga del vehículo debería aumentar en igual medida su potencia; sin embargo, esta es restringida por el límite de variación superior, lo que impide compensar la rampa de potencia fotovoltaica.

Un comportamiento similar se observa en la sección **B**, donde por el contrario, la generación fotovoltaica experimenta un decrecimiento de potencia, de 5,82 kW a 2,31 kW; el sistema de carga disminuye la potencia de suministro del vehículo para contrarrestar esta tasa de variación, pero la condición de restricción del límite de potencia inferior impide que alcance la rampa de carga necesaria para dicho fin.

Ahora se realiza el análisis de la respuesta de la generación fotovoltaica al sistema de gestión de energía, en el Punto Común de Conexión. En la figura 6.10 se presenta la comparación de la rampa de potencia fotovoltaica antes y después de la actuación de este sistema.

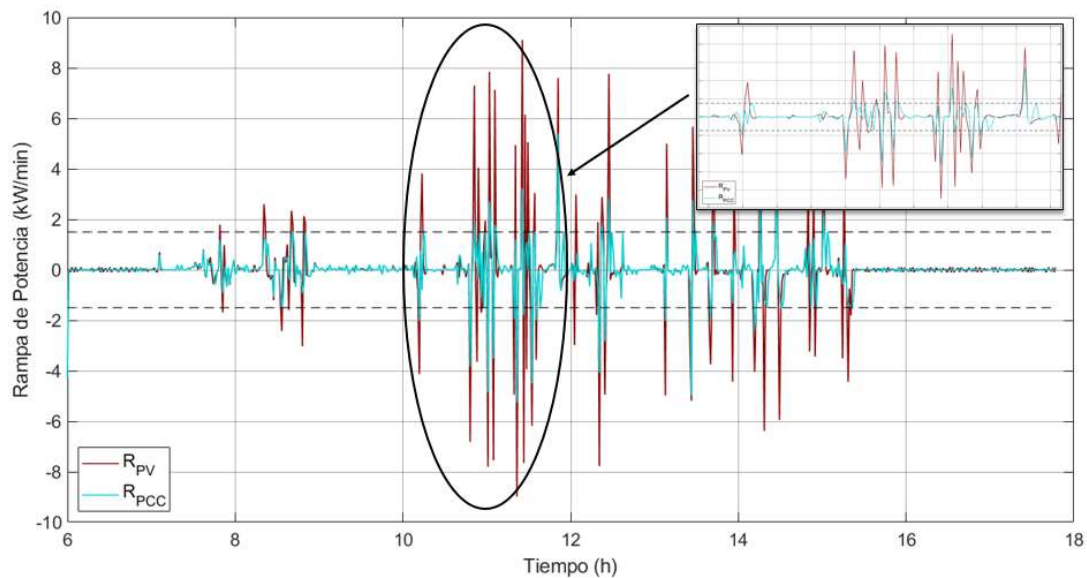


Figura 6.10 Rampa fotovoltaica vs rampa en el PCC, día con máximas fluctuaciones

Según el resultado mostrado en la figura 6.10, las fluctuaciones de potencia generadas a la salida de los módulos fotovoltaicos presentan un 10,3% de variaciones fuera del rango de $\pm 1,5 \text{ kW}$ permitido. Aun después de aplicado el sistema de gestión de energía, en el Punto Común de Conexión se evidencia un exceso de variaciones igual al 6,25%.

En la figura 6.11 se presenta la relación entre el tiempo de respuesta del sistema de carga del vehículo y el efecto de suavizado de las fluctuaciones de potencia de la generación fotovoltaica.

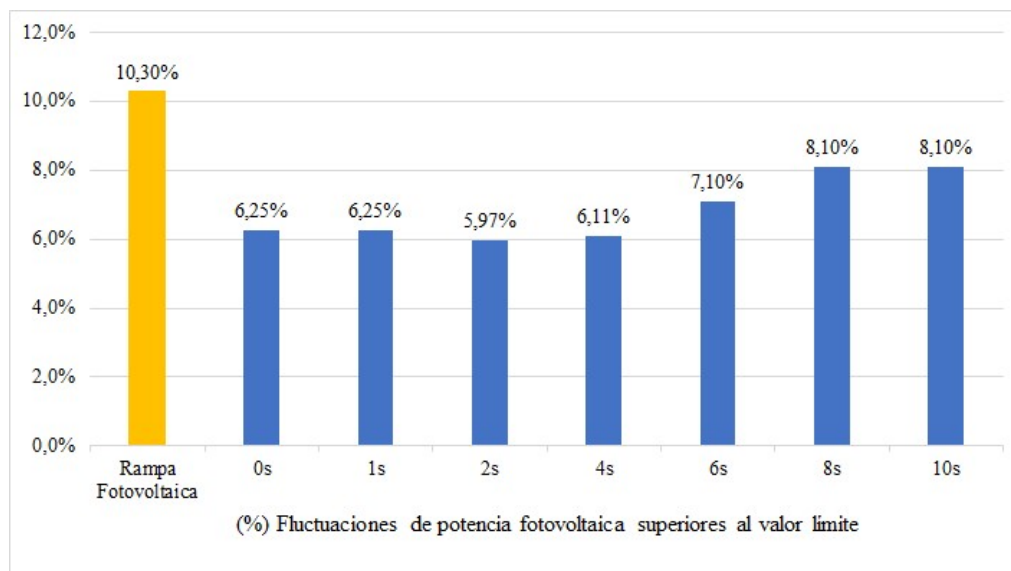


Figura 6.11 Tiempo de respuesta del vehículo eléctrico y porcentaje de reducción de fluctuaciones de potencia fotovoltaica

Para determinar la relación observada en la figura 6.11, se calcula para cada tiempo de respuesta la proporción entre los valores de rampa de potencia que superan el rango de variación de $\pm 1,5 \text{ kW/min}$, con el total de fluctuaciones registradas en el periodo de análisis, como se detalla en la ecuación (6.2).

$$\% \text{ Fluctuaciones Fotovoltaicas} = \frac{\text{Variaciones Superiores al Límite}}{\text{Total Variaciones}} \times 100\% \quad (6.2)$$

Por otro lado, como se puede observar en el resultado de la figura 6.11, para un retraso de 0s y 1s en el tiempo de respuesta del sistema de carga del vehículo, el nivel de fluctuaciones de potencia fotovoltaica, que superan el rango de variación permitido, se reduce en 4,05%. Se podría considerar que si la generación fotovoltaica y la dinámica de la potencia de carga varían al mismo ritmo, se evidenciaría un mayor nivel de reducción de fluctuaciones, sin embargo, se observa que para un tiempo de 2s se obtiene un mejor resultado, con una disminución de 4,33% de la variaciones de potencia por encima del límite.

Además, para tiempos de respuesta superiores, las variaciones muestran un comportamiento incremental; comportamiento que se debería a que, con un tiempo mayor a 0s, el rango de variación que puede alcanzar la potencia de carga del vehículo, en cada intervalo de 1s, sería cada vez menor, como consecuencia del retraso en el cambio de su valor.

Por lo cual, se indica que para el presente escenario es más conveniente considerar un tiempo de respuesta de 2s, para evaluar los resultados del sistema de gestión de energía. Este tiempo de respuesta, además de obtener el menor porcentaje de fluctuaciones superiores al límite, también constituye el tiempo al cual el vehículo eléctrico KIA Soul tarda en reaccionar y estabilizar su valor de corriente.

En este sentido, en la figura 6.12 se presenta la curva de potencia fotovoltaica en el Punto Común de Conexión, en conjunto con la potencia de salida de la generación fotovoltaica y la dinámica de carga del vehículo eléctrico.

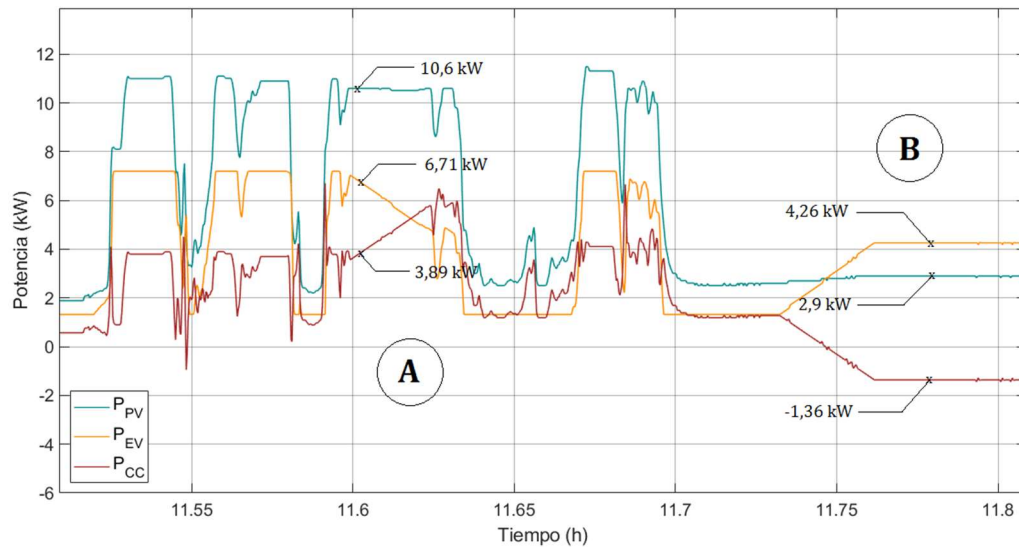


Figura 6.12 Potencia fotovoltaica, dinámica de carga y potencia en el PCC, día con máximas fluctuaciones

En la sección **A** y **B** de la figura 6.12 se evidencia que la potencia de la generación fotovoltaica en el Punto Común de Conexión resulta de la diferencia entre la potencia de salida de los módulos fotovoltaicos y la potencia de carga del vehículo eléctrico. Pero, además, la sección **B** presenta un caso particular, en el que la demanda de carga del vehículo es superior a la capacidad de generación; por lo cual se observa que el flujo de potencia se invierte, es decir que la potencia faltante proviene de las fuentes de energía adicionales que se conectan al PCC, de ahí la razón de los valores negativos en la potencia de la red.

Como segunda parte del estudio de este primer escenario, se lleva a cabo el análisis del día con fluctuaciones promedio. Empezando con la presentación de la dinámica de carga del vehículo eléctrico.

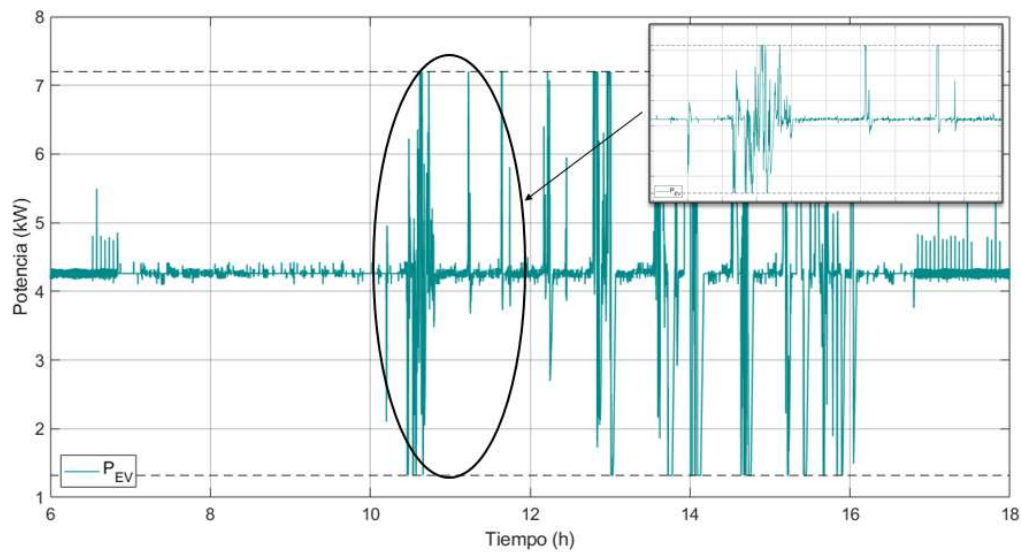


Figura 6.13 Dinámica de carga del vehículo eléctrico, día con fluctuaciones promedio

De acuerdo al resultado de la figura 6.13, se observa que el comportamiento dinámico de la potencia de carga del vehículo eléctrico se mantiene dentro de los límites de variación dados por la norma. Además, se evidencia que existe la misma relación de cambio de potencia hacia el límite superior y hacia el límite inferior, lo cual implica que, en este día, las fluctuaciones de potencia fotovoltaica incrementaron y disminuyeron con la misma proporción.

Por otra parte, también se observa que se cumple la condición de mantener la potencia de carga referencial, de $4,26 \text{ kW}$, en los instantes en los cuales las variaciones de potencia fotovoltaica no superen el rango permitido.

Para realizar un mejor análisis del modelo de gestión de carga, se elabora una comparación de la curva de la potencia de la generación fotovoltaica con el comportamiento dinámico del vehículo eléctrico.

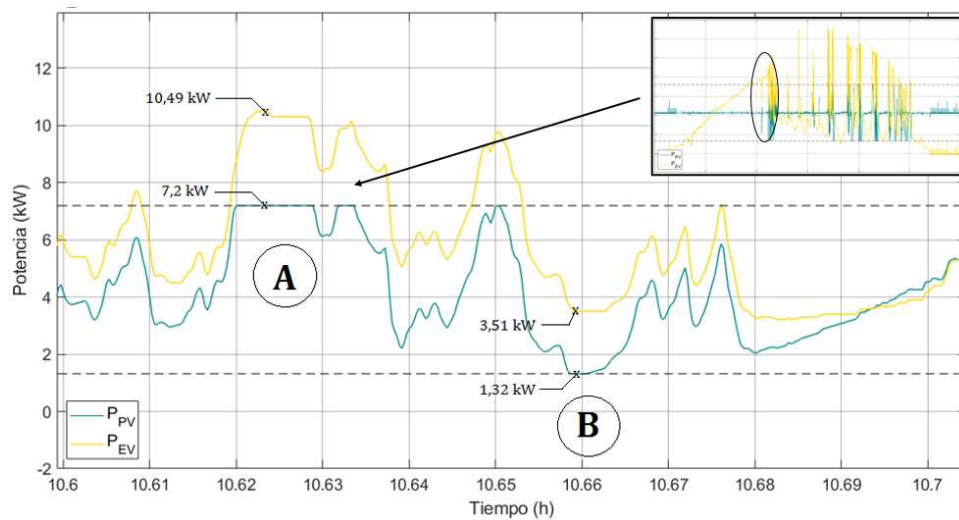


Figura 6.14 Potencia fotovoltaica vs potencia de carga del vehículo eléctrico, día con fluctuaciones promedio

En la figura 6.14 se detallan dos situaciones que se presentan a lo largo de este primer escenario. En primer lugar, en la sección **A** se observa como la potencia de carga del vehículo comienza a incrementar su valor, siguiendo el sentido de crecimiento de la generación fotovoltaica, pero no alcanza la potencia necesaria para contrarrestar la variación fotovoltaica, puesto que el límite de potencia superior la restringe.

Una situación similar se observa en la sección **B**, donde la generación fotovoltaica disminuye progresivamente su valor, seguramente debido al paso de nubes sobre los módulos, por lo cual la potencia de carga del vehículo también se reduce, aunque de nuevo es restringida por el valor límite inferior; situación que le impide contrarrestar totalmente la variación de potencia fotovoltaica.

En conclusión, el vehículo eléctrico varía su potencia de carga conforme al comportamiento dinámico de las fluctuaciones fotovoltaicas; sin embargo, la amplitud de variación de potencia que puede alcanzar muchas veces no es suficiente para compensar estas fluctuaciones, debido a las restricciones impuestas por los límites de potencia.

Una vez analizado el comportamiento de la dinámica de carga del vehículo eléctrico, se procede a evaluar la respuesta de la generación fotovoltaica en el Punto Común de Conexión; para lo cual se realiza una comparación de la rampa de potencia previo a la aplicación de la estrategia de gestión de energía, con la obtenida después de la actuación del sistema de almacenamiento de energía del vehículo eléctrico. Ambas gráficas son mostradas en la figura 6.15.

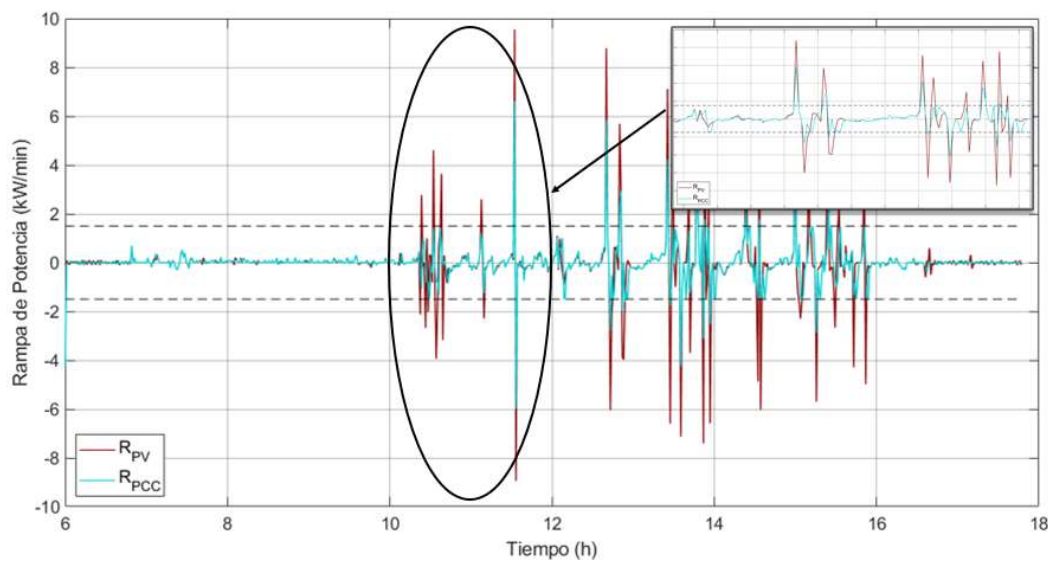


Figura 6.15 Rampa fotovoltaica vs rampa en el PCC, día con fluctuaciones promedio

Para el caso del día con fluctuaciones promedio, las variaciones de potencia de salida de la generación fotovoltaica registran 6,80% de valores que superan el rango de $\pm 1,5$ kW/min, con oscilaciones entre $-8,74$ kW/min y $9,35$ kW/min

Pero, además, se observa que en el PCC, para un tiempo de respuesta de 0s, las fluctuaciones que superan el rango permitido representan el 5,30% del total de fluctuaciones generadas durante el periodo de análisis; registrándose valores de rampa que oscilan desde $-5,79$ kW/min hasta $6,41$ kW/min.

La amplitud de variación que la potencia de salida de la generación fotovoltaica puede alcanzar es de $\pm 18,09$ kW/min, superior a la rampa de ± 15 kW/min que se consideró como el peor caso que puede presentarse en la generación fotovoltaica. Con la aplicación de la estrategia de control, la amplitud de variación observada se reduce a $\pm 12,2$ kW/min.

Aún con la disminución del rango de variación de la rampa de potencia, se observa que al conectar un único vehículo en el PCC, las fluctuaciones de potencia fotovoltaica no evidencian una reducción total, por lo tanto, se evalúa la alternativa de ampliar el tiempo de respuesta del sistema de carga del vehículo eléctrico.

En la figura 6.16 se presenta la comparación del efecto del cambio del tiempo de actuación del sistema de gestión de carga, con la reducción de las fluctuaciones de potencia de la generación fotovoltaica.

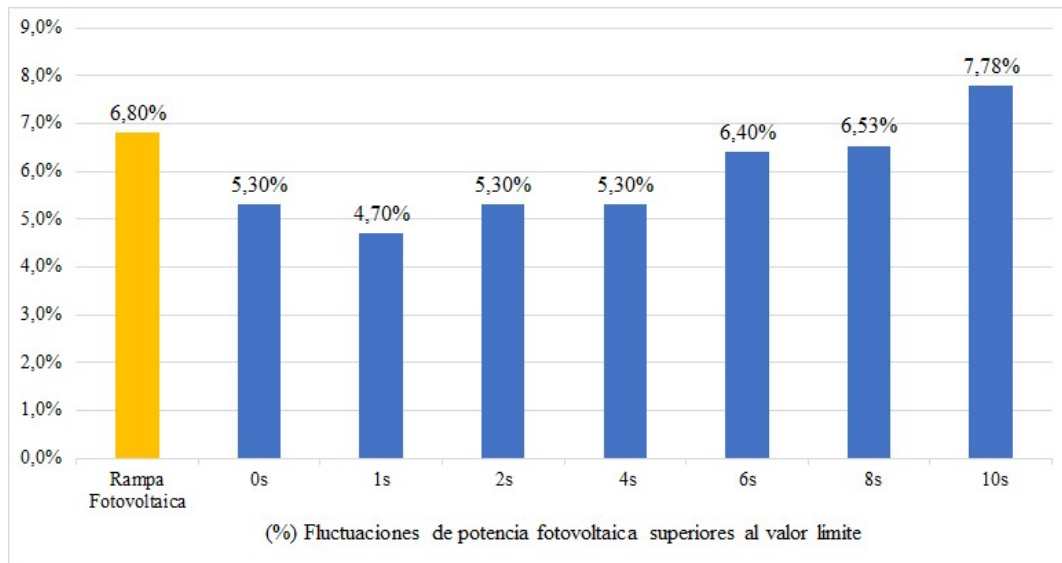


Figura 6.16 Tiempo de respuesta del vehículo eléctrico y el porcentaje de reducción de fluctuaciones de potencia fotovoltaica

De lo que se puede observar de los resultados de la figura 6.16, el rango de fluctuaciones que superan el límite permitido es menor para un tiempo de respuesta de 1s, con una disminución de 2,1% con respecto a las variaciones de potencia de salida de la generación fotovoltaica.

Una particularidad que se evidencia en este análisis, es que para tiempos de 2s y 4s, la proporción de reducción de fluctuaciones es igual a la registrada para el caso de tiempo de respuesta de 0s.

Por otro lado, también se demuestra que a medida que aumenta el tiempo de respuesta, se desmejora la situación en el Punto Común de Conexión, en el sentido que la proporción de fluctuaciones fuera del límite de rampa incrementa.

Por tal razón, para el análisis del sistema de gestión de energía, se decide considerar un retraso de 1s en la respuesta del sistema de carga del vehículo. Con este tiempo de respuesta, en la figura 6.17 se presenta la curva de potencia fotovoltaica en el Punto Común de Conexión, en conjunto con la potencia de salida de la generación fotovoltaica y la dinámica de carga del vehículo eléctrico.

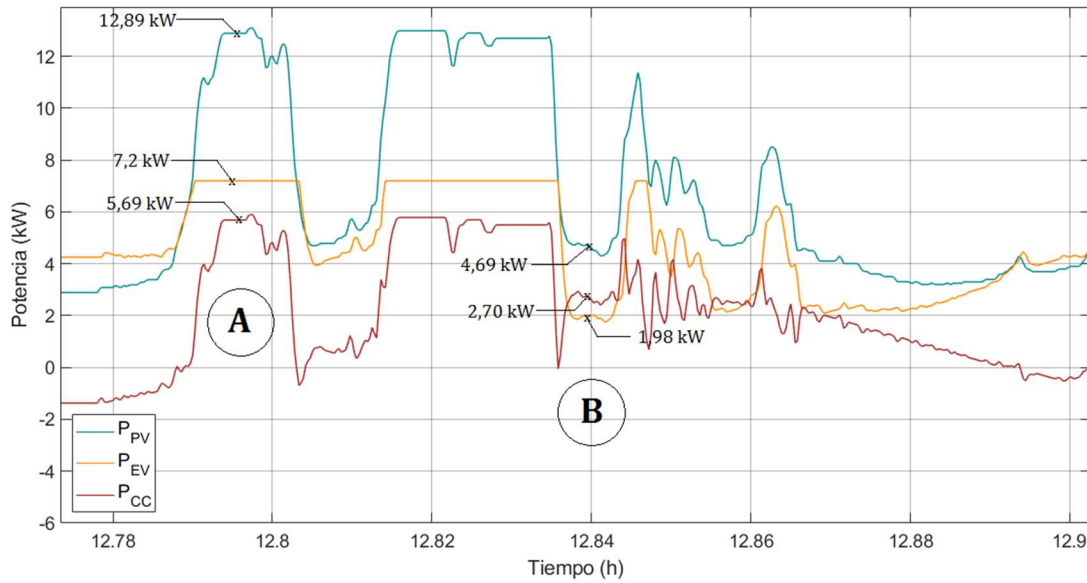


Figura 6.17 Potencia fotovoltaica, dinámica de carga y potencia en el PCC, día con fluctuaciones promedio

Para el día con fluctuaciones promedio, se observa que la potencia de la generación fotovoltaica es suficiente para suplir la demanda de carga del vehículo eléctrico y, por tanto, el porcentaje de potencia residual es inyectado de manera directa a la red eléctrica.

Además, en la sección **A** de la figura 6.17, se observa que la generación fotovoltaica alcanza una potencia de $12,89 \text{ kW}$, pero la potencia de carga del vehículo no puede incrementar su valor más arriba del límite de $7,2 \text{ kW}$; con lo cual, la potencia fotovoltaica que aparece en el PCC, presenta el mismo comportamiento que la potencia de salida de los módulos, pero con un valor menor de $5,69 \text{ kW}$.

Por el contrario, en la sección **B** se resalta que con la potencia fotovoltaica generada de $4,69 \text{ kW}$, la variación de potencia del vehículo alcanza un valor de $1,98 \text{ kW}$, y la diferencia de potencia de $2,79 \text{ kW}$ será inyectada a la red eléctrica. En este caso, la potencia de carga no requirió variar tanto para lograr compensar la fluctuación fotovoltaica.

Por otro lado, se observa también en la figura 6.17 que el perfil de la potencia que se suministra a la red eléctrica es muy similar al mostrado por la potencia de salida de los módulos fotovoltaicos; resultado que es consecuencia de la limitada rampa de carga que puede alcanzar el sistema de carga del vehículo.

En este sentido, el sistema de carga del vehículo busca compensar las variaciones de potencia fotovoltaica, y al no poder alcanzar valores de potencia por fuera del rango de variación permitido, se reduce su capacidad de compensación. Como consecuencia, no se reducen por completo las fluctuaciones de potencia en el PCC.

Por otro lado, se observa que en la curva de potencia en el PCC existen valores negativos, situación que se debe a que la capacidad del sistema fotovoltaico no es suficiente para suplir la demanda de carga del vehículo eléctrico, por lo cual, las necesidades de carga son abastecidas desde las fuentes de generación adicionales que se conectan al PCC.

Finalmente, los resultados del escenario 1 concluyen que la integración de una única estación de carga en el Punto Común de Conexión, realizando gestión de carga a un solo vehículo eléctrico, como lo indica el esquema de la figura 6.7, no es suficiente para resolver el problema de las fluctuaciones de potencia generadas por el sistema fotovoltaico bajo estudio. Por lo cual, se plantea un segundo escenario de estudio.

6.3.2. Escenario 2: Gestión de carga no coordinada de más de un vehículo eléctrico conectado al Punto Común de Conexión, a partir de la dinámica fluctuante de un sistema solar fotovoltaico de 15kWp.

El esquema de la figura 6.18 detalla el sistema utilizado para el análisis de la aplicación del sistema de gestión de energía para este segundo escenario. Este esquema considera la implementación de varias estaciones de carga en el Punto Común de Conexión, cada una de las cuales llevará integrada la estrategia de control de rampa de potencia.

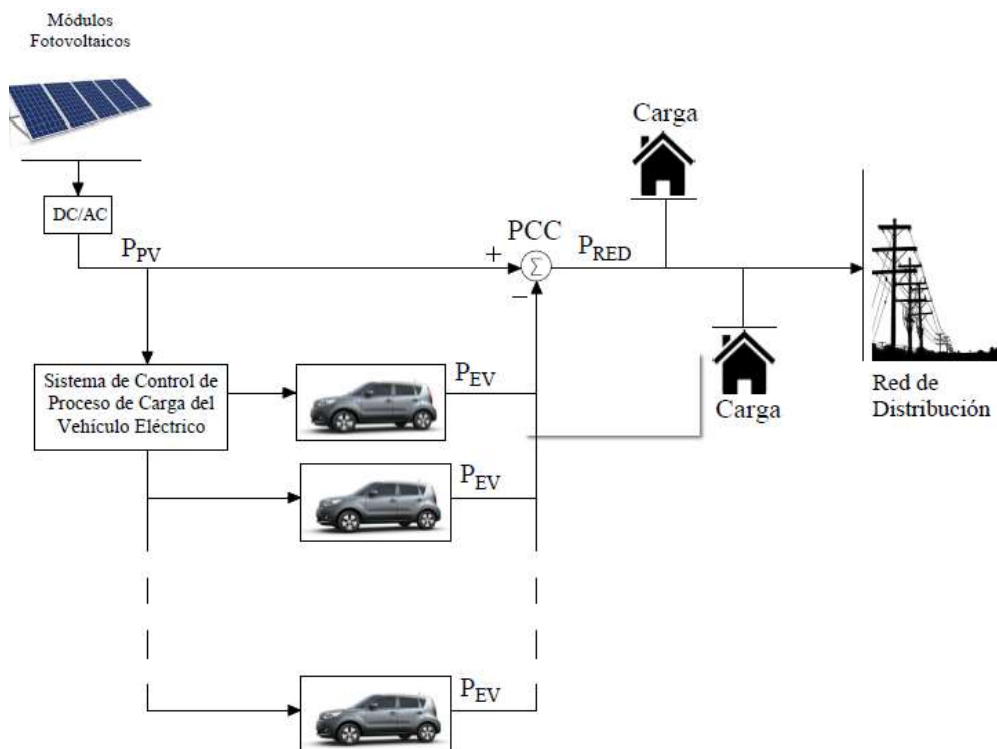


Figura 6.18. Esquema de referencia para el segundo escenario de análisis

Bajo el estudio con el mismo comportamiento del recurso solar mostrado en la figura 6.3, se presenta los resultados de incrementar el número de estaciones de carga que se conectan en el

PCC, con el fin de realizar el control de carga de los EVs ante el comportamiento dinámico de la generación fotovoltaica de los días con mayor fluctuación y con fluctuación intermedia.

Conforme a esta condición, la ecuación 6.3 detalla el procedimiento para el cálculo del número total de estaciones de carga requeridas por el sistema de gestión de energía. En primera instancia, se deben tener presentes dos factores: la capacidad nominal del sistema de generación fotovoltaica, y la capacidad de carga de la estación. Posteriormente, se realiza el análisis del peor caso de fluctuación fotovoltaica, que ocurre cuando la potencia de salida de los módulos repentinamente cae de su valor nominal a cero, y, viceversa, es decir la potencia alcanza su valor nominal; dentro de un intervalo de 1s. Esta consideración es tomada del estudio desarrollado por [62].

De la misma manera, se determina la tasa de cambio máxima que puede alcanzar la potencia del sistema de carga, en un intervalo de 10s, la cual es definida en función del valor de la potencia de referencia y de los límites admitidos por la norma SAE J1722.

$$\begin{aligned} \text{Número de Estaciones de Carga} &= \frac{\text{Rampa de Potencia PV Crítica}}{\text{Rango de Variación de Potencia de Carga}} \quad (6.3) \\ &= \frac{15000 \text{ W/s}}{2940 \text{ W/s}} \cong 5 \end{aligned}$$

El resultado de la ecuación (6.3) indica que son necesarios en total 5 puntos de recarga, que estarán interconectados en las cercanías del sistema fotovoltaico, y que llevarán implementado el sistema de gestión de carga. Además, de acuerdo al algoritmo diseñado, los cinco sistemas de carga deberán variar su potencia de carga con la misma proporción; en la figura 6.19 se presenta el comportamiento de la dinámica de carga de un solo vehículo eléctrico.

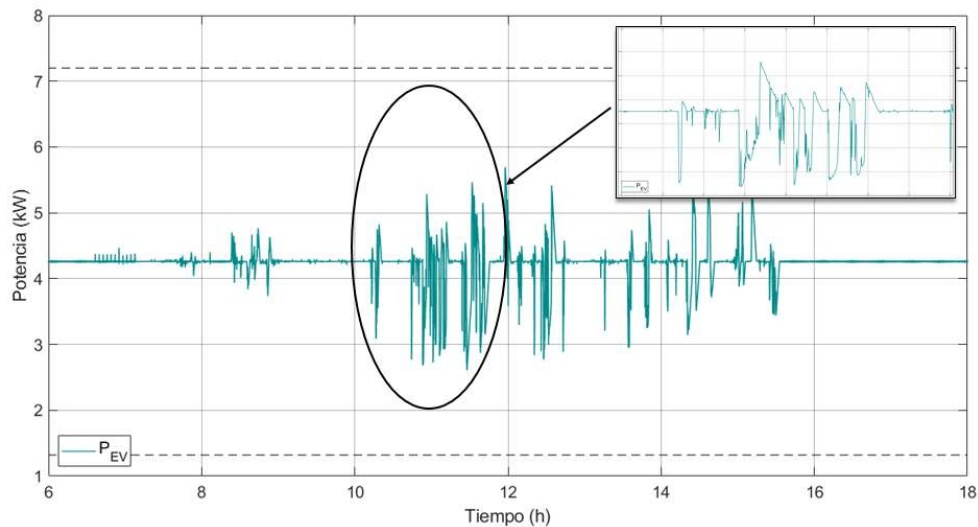


Figura 6.19 Dinámica de carga de un solo vehículo eléctrico en el PCC, día con fluctuaciones máximas

La respuesta del sistema de gestión de carga de un único vehículo eléctrico es presentada en la figura 6.19. Se observa que el comportamiento dinámico de este sistema produce variaciones de potencia pequeñas, que no alcanzan los valores límites, en contraste con lo evidenciado en la figura 6.8 del primer escenario; esto debido a la consigna establecida para este segundo escenario.

En este sentido, el algoritmo define el nuevo valor de la potencia de carga de cada vehículo, dividiendo el excedente de la generación fotovoltaica, determinado a partir de la estrategia de control de rampa de potencia, entre el total de estaciones de carga. De esta manera, se observa que las variaciones de potencia de carga de la figura 6.19 alcanzan un valor máximo de $5,69 \text{ kW}$ y un valor mínimo de $2,61 \text{ kW}$.

Por otra parte, en la figura 6.20 se presenta el comportamiento de la potencia de carga para los 5 vehículos eléctricos.

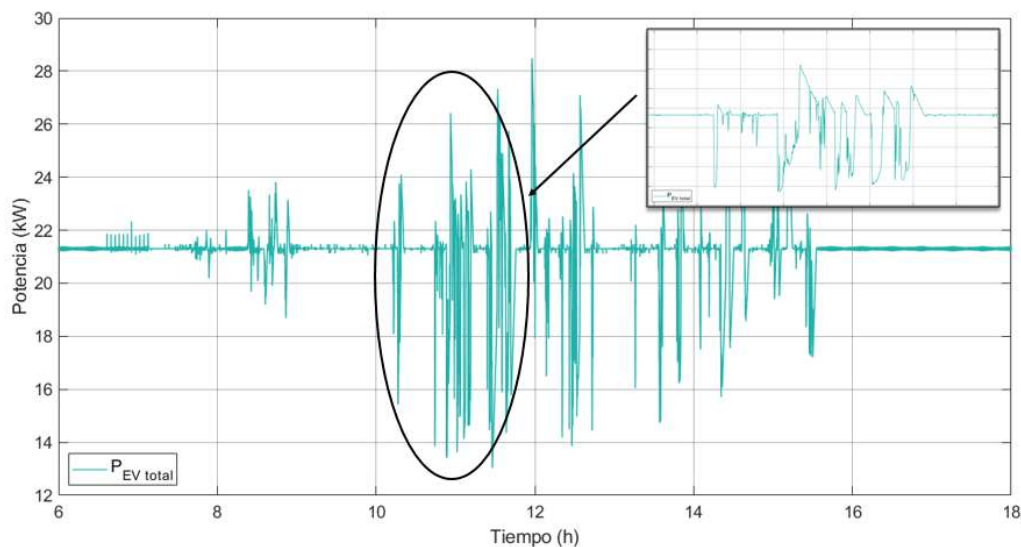


Figura 6.20 Dinámica de carga del total de vehículos eléctricos en el PCC, día con fluctuaciones máximas

En la figura 6.20 se detalla la variación de potencia de carga correspondiente al conjunto de los 5 vehículos eléctricos requeridos en este escenario. Se evidencia que la potencia requerida por el grupo de vehículos alcanza valores máximos de $28,45 \text{ kW}$ y valores mínimos de $13,03 \text{ kW}$.

Con el resultado del comportamiento dinámico de la potencia de carga del conjunto de vehículos, se procede a presentar una comparación con la curva de potencia de la generación fotovoltaica, con el objetivo de analizar la actuación del sistema de gestión de energía.

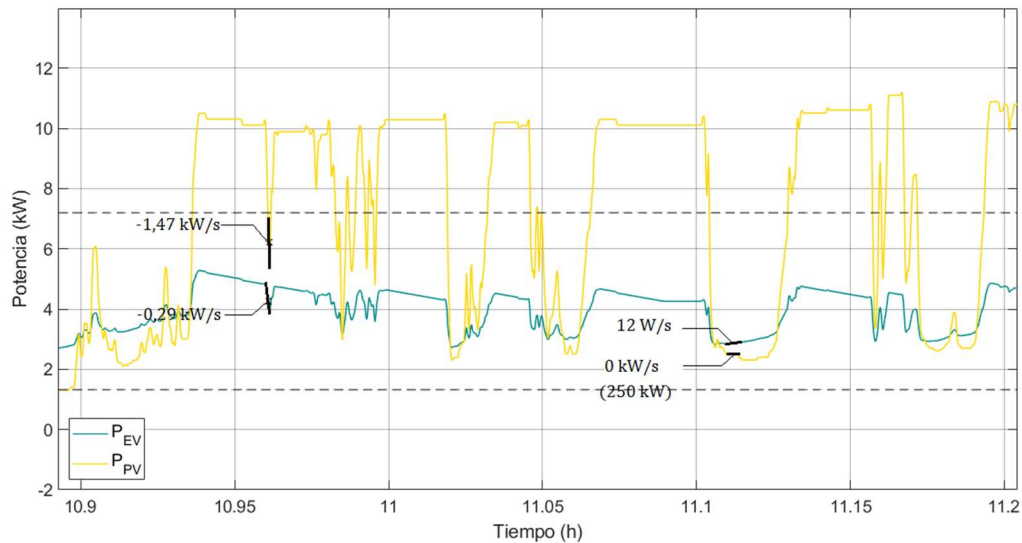


Figura 6.21 Potencia fotovoltaica vs potencia de carga del vehículo eléctrico, día con fluctuaciones máximas

Conforme a lo detallado en la figura 6.21, la dinámica de la potencia de carga del vehículo eléctrico varía siguiendo el comportamiento de la generación fotovoltaica, con un rango de variación muy corto. Es así que, en la sección **A** de la figura 6.21, se observa que la potencia fotovoltaica disminuye con una rampa de $-1,47 \text{ kW/s}$, a lo cual el sistema de gestión de carga responde reduciendo la potencia de carga con una rampa de $-0,29 \text{ kW/s}$. Este valor de rampa es el correspondiente únicamente a un vehículo, por lo que se debe considerar multiplicarlo por el número total de estaciones de carga; con lo cual se alcanza una rampa de $-1,45 \text{ kW/s}$, suficiente para compensar la variación de potencia fotovoltaica.

Por su parte, en la sección **B** se analiza el caso en el cual la generación fotovoltaica presenta una pendiente de 0 kW/s , manteniendo un valor constante de potencia de 250 kW . Para este caso específico, la rampa de potencia de carga no sigue el mismo ritmo de crecimiento que la rampa fotovoltaica, debido a la imposición del algoritmo de mantener cada instante de tiempo una tasa de variación de 25 W/s .

Con el análisis de la dinámica del sistema de gestión de carga, se presenta a continuación la respuesta de la generación fotovoltaica en el Punto Común de Conexión; para lo cual se realiza una comparación de la rampa de potencia previa a la aplicación de la estrategia de gestión de energía, con la obtenida después de la actuación del sistema de almacenamiento de energía del conjunto de vehículos eléctricos. Ambas gráficas son mostradas en la figura 6.22.

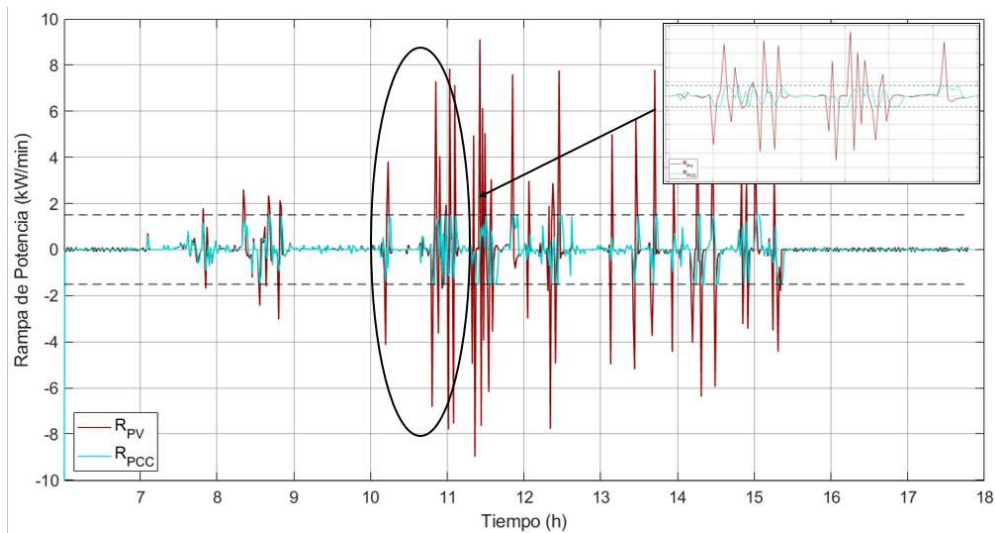


Figura 6.22 Rampa fotovoltaica vs rampa en el PCC, día con fluctuaciones máximas

Del resultado mostrado en la figura 6.22, se observa que las fluctuaciones de potencia fotovoltaica en el Punto Común de Conexión se redujeron en 94,3%, restando un 5,69% de variaciones superiores al rango permitido.

Por lo tanto, se aplica la estrategia utilizada en el escenario anterior de variar el tiempo de respuesta del sistema de gestión de carga, con el objetivo de evaluar si se alcanza un mayor porcentaje de reducción de fluctuaciones fotovoltaicas. Pero, al mismo tiempo se plantea utilizar una segunda estrategia, de incrementar el número de estaciones de carga que se conectan al PCC.

En este sentido, en la figura 6.23 se presenta una comparación de las dos metodologías empleadas para el análisis de la reducción de las fluctuaciones fotovoltaicas.

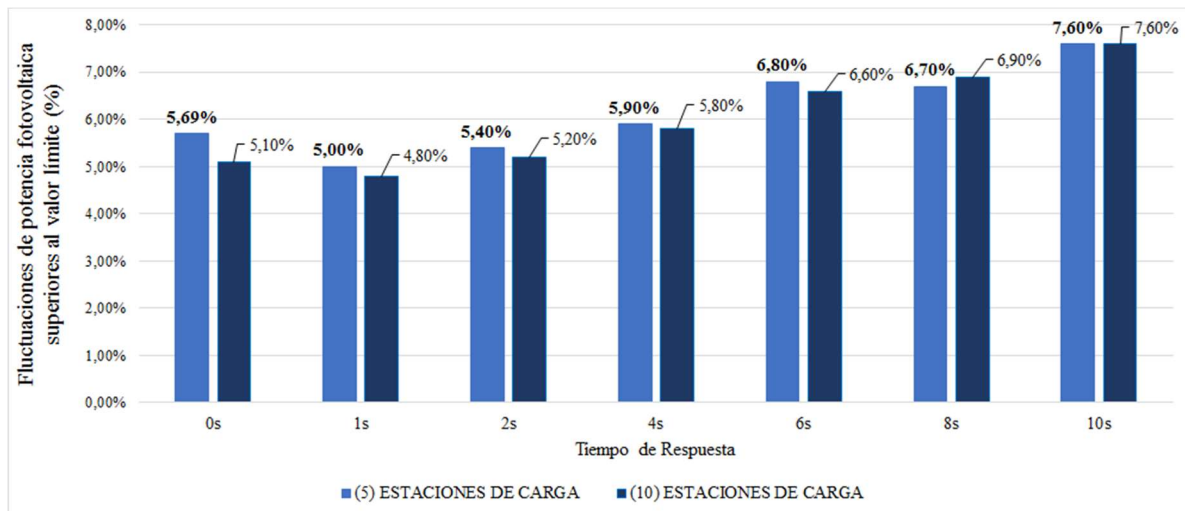


Figura 6.23 Relación del tiempo de respuesta y número de vehículos eléctricos, sobre el porcentaje de reducción de fluctuaciones fotovoltaicas

Con los resultados presentados en la figura 6.23, se analiza el efecto de incrementar progresivamente el tiempo de retardo de la actuación del sistema de gestión de carga y de duplicar el número de estaciones de carga que se conectan en el Punto Común de Conexión.

En primer lugar, se hace énfasis en el resultado obtenido al establecer un tiempo de respuesta de 1s. Para el total de cinco de estaciones de carga, las fluctuaciones fotovoltaicas superiores al rango de $\pm 1,5 \text{ kW/min}$ evidencian una disminución del 5%, respecto a las variaciones producidas a la salida de los módulos fotovoltaicos; por el contrario, con un total de diez estaciones carga se observa un descenso del 5,5%.

Por otro lado, al comparar los resultados de los respectivos grupos de estaciones de carga, se observa que el grupo con 10 vehículos eléctricos obtiene las proporciones más bajas de variaciones fotovoltaicas por fuera del rango permitido. Razón por la cual, se considera que el caso más favorable para este escenario es un sistema con 10 estaciones de carga, con un tiempo de respuesta de 1s.

En la figura 6.24 se presenta el comportamiento del sistema de gestión de carga y la tasa de variación de la potencia fotovoltaica en el Punto Común de Conexión, para este caso.

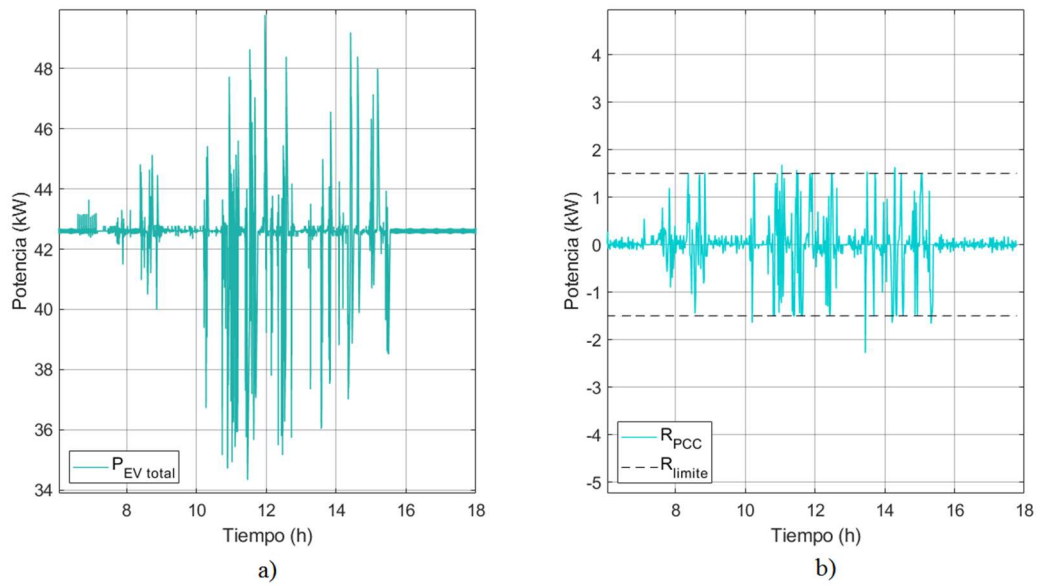


Figura 6.24 a) Dinámica de carga de 10 vehículos eléctricos, b) rampa de potencia fotovoltaica en el PCC

Finalmente, se desarrolla el análisis de la potencia fotovoltaica en el Punto Común de Conexión; para lo cual se presenta la gráfica de la salida de la generación fotovoltaica, la dinámica de carga del conjunto de vehículos eléctricos y el resultado de la potencia fotovoltaica en el PCC. La figura 6.25 muestra estas tres gráficas.

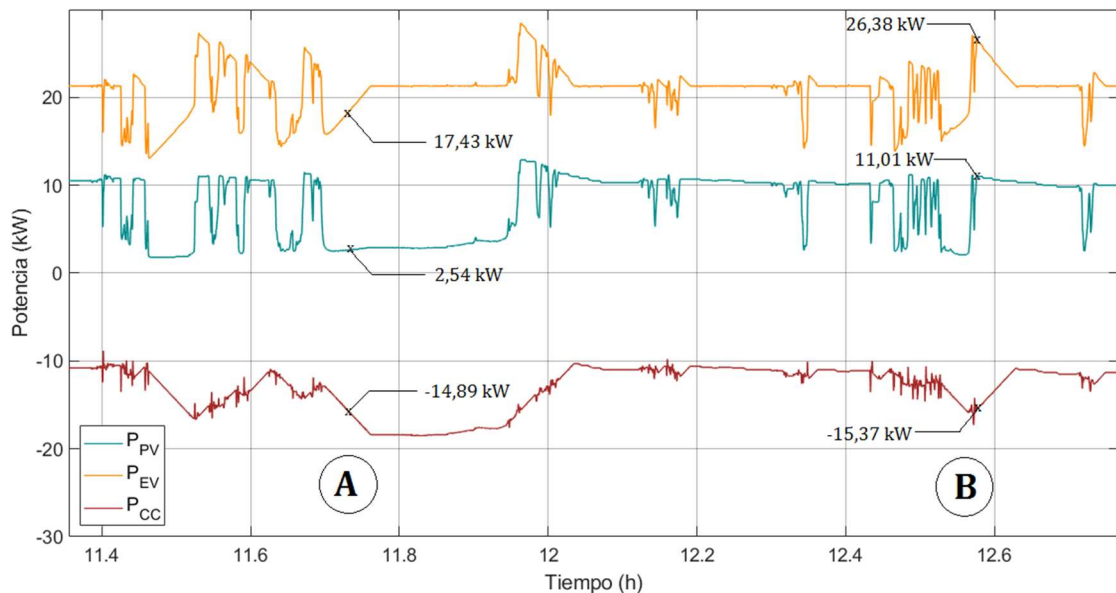


Figura 6.25 Potencia fotovoltaica generada, dinámica de carga del vehículo eléctrico y potencia fotovoltaica en el PCC, día con máximas fluctuaciones

La información de la figura 6.25 indica el resultado de la acción del sistema de gestión de energía bajo la condición de conexión de cinco estaciones de carga en las cercanías de la planta fotovoltaica. De lo que se puede observar en la sección **A** y **B** de la figura 6.25, la capacidad de la generación fotovoltaica es menor a lo requerido por el conjunto de vehículos, sin alcanzar a suplir su demanda de carga; por lo tanto, el sistema requerirá recibir el residuo de potencia desde la red eléctrica. Razón por la cual los valores de la potencia fotovoltaica en el PCC son negativos.

En segunda instancia, se desarrolla el análisis para el día con fluctuaciones promedio. En la figura 6.26 se presenta el comportamiento dinámico del sistema de carga para un solo vehículo eléctrico y para el total de los cinco vehículos.

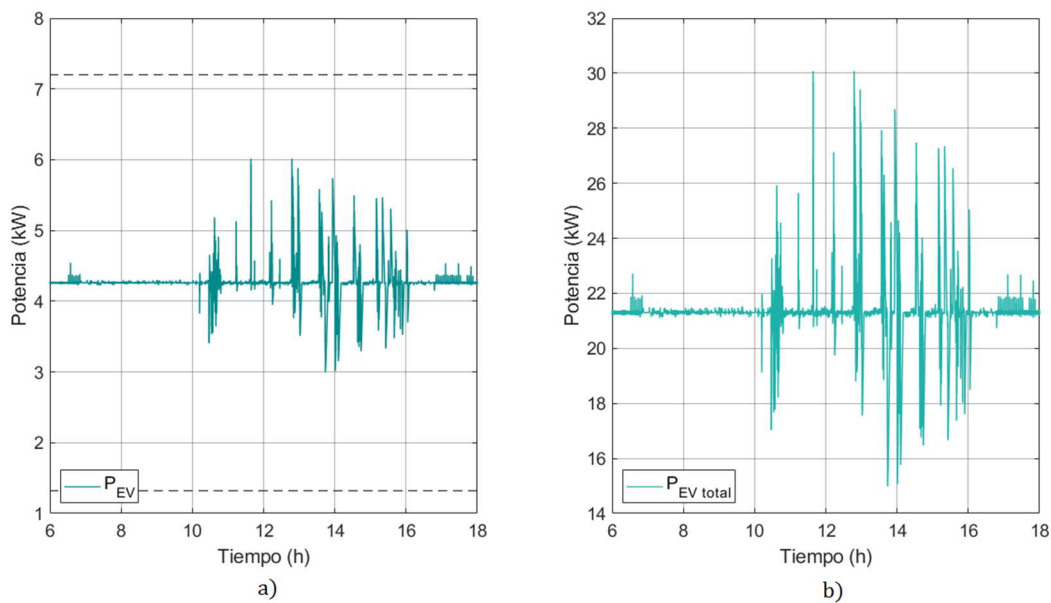


Figura 6.26 Comportamiento dinámico del sistema de carga a) de un solo vehículo eléctrico, b) del conjunto de vehículos eléctricos

El resultado mostrado en la figura 6.26a indica que, la dinámica de la potencia de carga presenta rangos cortos de variación, que no llegan hasta los límites de potencia superior e inferior, pero que alcanza valores máximos y mínimos de 6,02 kW y 3 kW, respectivamente. Para la demanda de carga del conjunto de vehículos, se incrementa cinco veces la proporción de potencia de un vehículo, alcanzando un valor máximo de 30,07 kW, y un valor mínimo de 14,98 kW.

Ahora se detalla en la figura 6.27 la respuesta del sistema de gestión de carga frente a la generación de potencia fotovoltaica.

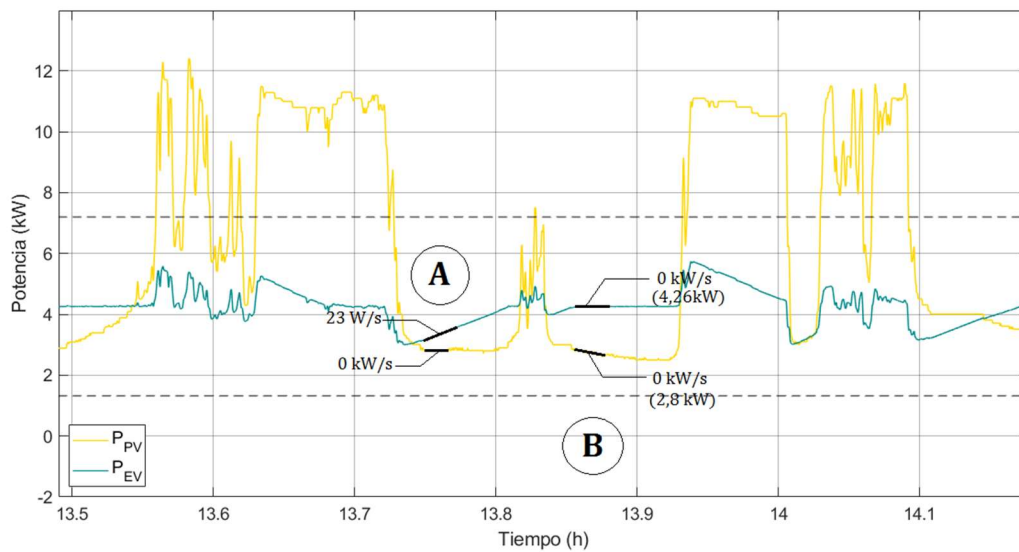


Figura 6.27 Potencia fotovoltaica vs potencia de carga del vehículo eléctrico, día con fluctuaciones intermedias

Conforme a lo que se observa en la figura 6.27, la tasa de variación de la potencia de carga sigue el sentido de crecimiento de la generación fotovoltaica; además que mantiene la potencia de referencia cuando la rampa de potencia fotovoltaica no supera el rango permitido. En este sentido, en la sección **A** se evidencia una pendiente de 0 kW/s de la generación fotovoltaica, con lo cual la potencia de carga varía progresivamente, con una tasa inferior a ± 25 W/s , hasta alcanzar el valor de referencia. En la sección **B** se observa que la generación fotovoltaica mantiene una rampa de 0 kW/s , pero como la potencia de carga es igual al valor de referencia, esta no modifica su valor.

Por otra parte, es relevante estudiar además el efecto del sistema de gestión de energía en el Punto Común de Conexión, para lo cual se realiza una comparación de la rampa de potencia obtenida a la salida de la generación fotovoltaica, con la resultante de la actuación del sistema de almacenamiento de energía del conjunto de vehículos eléctricos. Ambas gráficas son mostradas en la figura 6.28.

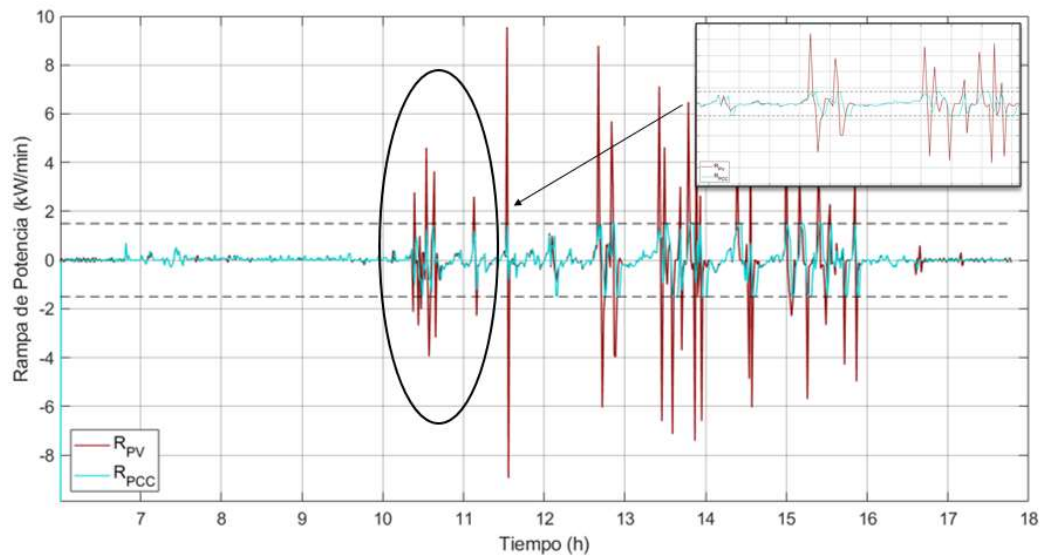


Figura 6.28 Rampa fotovoltaica vs rampa en el PCC, día con fluctuaciones intermedias

El resultado de la figura 6.28 indica que, alrededor del 7% de las fluctuaciones de potencia a la salida de los módulos fotovoltaicos, superan la tasa de variación restringida de $\pm 1,5 \text{ kW/min}$. Pero, también se observa que, con la aplicación de la estrategia de control de rampa de potencia, estas fluctuaciones se reducen en cerca del 2%.

En busca de disminuir el porcentaje de fluctuaciones que sobrepasan la tasa de variación regulada, se aplican las estrategias utilizadas para el día con fluctuaciones máximas, de incrementar el tiempo de retraso de la actuación del sistema de gestión de carga y de duplicar el número de estaciones de carga que se conectan en el Punto Común de Conexión.

La figura 6.29 muestra la comparación de los resultados obtenidos para las estrategias mencionadas.

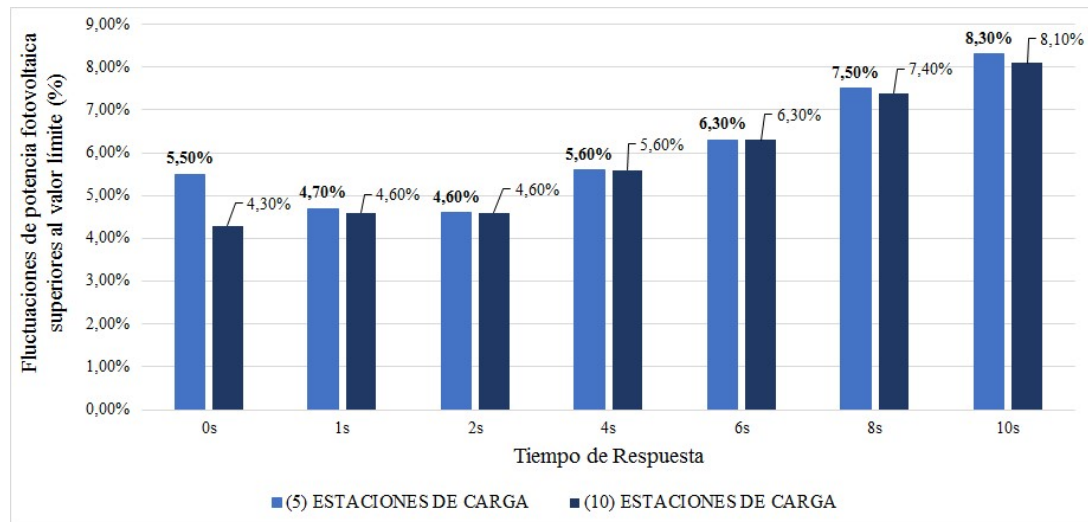


Figura 6.29 Relación del tiempo de respuesta y número de vehículos eléctricos, sobre el porcentaje de reducción de fluctuaciones fotovoltaicas

Los resultados detallados en la figura 6.29 indican que, para el caso del conjunto de 5 estaciones de carga, el incremento en el tiempo de respuesta provoca que los niveles de fluctuaciones de potencia fuera del rango permitido crezcan. Es así que, para un tiempo de 1s la proporción de fluctuaciones es de 4,70%, pero al alcanzar un tiempo de 10s, esta proporción prácticamente se duplica; por tal razón, se consideran tiempos de respuesta menores a 2s.

Por otro lado, en el caso de las 10 estaciones de carga, cuando no se aplica un tiempo de retraso al sistema de gestión de carga, se evidencia que el porcentaje de fluctuaciones que superan la banda de potencia se reduce en 2,7%, con respecto a las variaciones producidas a la salida de los módulos fotovoltaicos.

En la figura 6.30 se presenta la dinámica de carga para el conjunto de los 10 vehículos eléctricos, además de la rampa de potencia fotovoltaica en el Punto Común de Conexión. Estos resultados son obtenidos sin especificar un tiempo de respuesta, es decir que las variaciones de potencia de carga van al mismo ritmo que la generación fotovoltaica. Sin embargo, este caso es poco probable que ocurra, puesto que siempre va a existir un retraso en la respuesta del vehículo eléctrico a cambios en su potencia de carga.

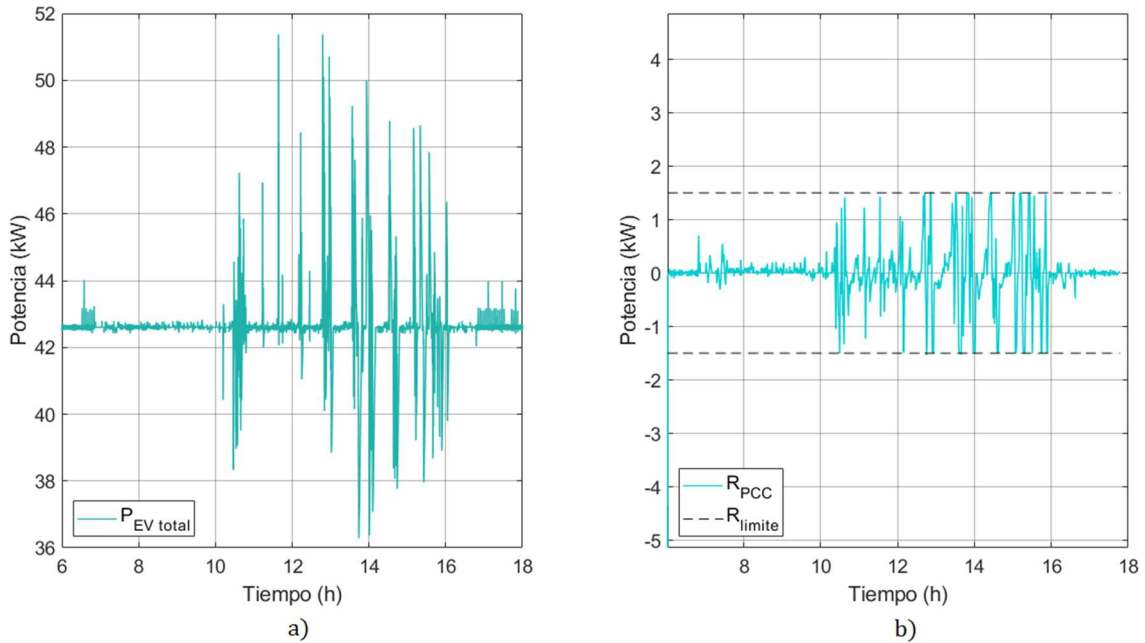


Figura 6.30 a) Dinámica de carga de 10 vehículos eléctricos, b) rampa de potencia fotovoltaica en el PCC

Como paso final, se desarrolla el análisis de la potencia fotovoltaica en el Punto Común de Conexión; para lo cual se presenta la gráfica de la salida de la generación fotovoltaica, la dinámica de carga del conjunto de vehículos eléctricos y el resultado de la potencia fotovoltaica en el PCC. La figura 6.31 muestra estas tres gráficas.

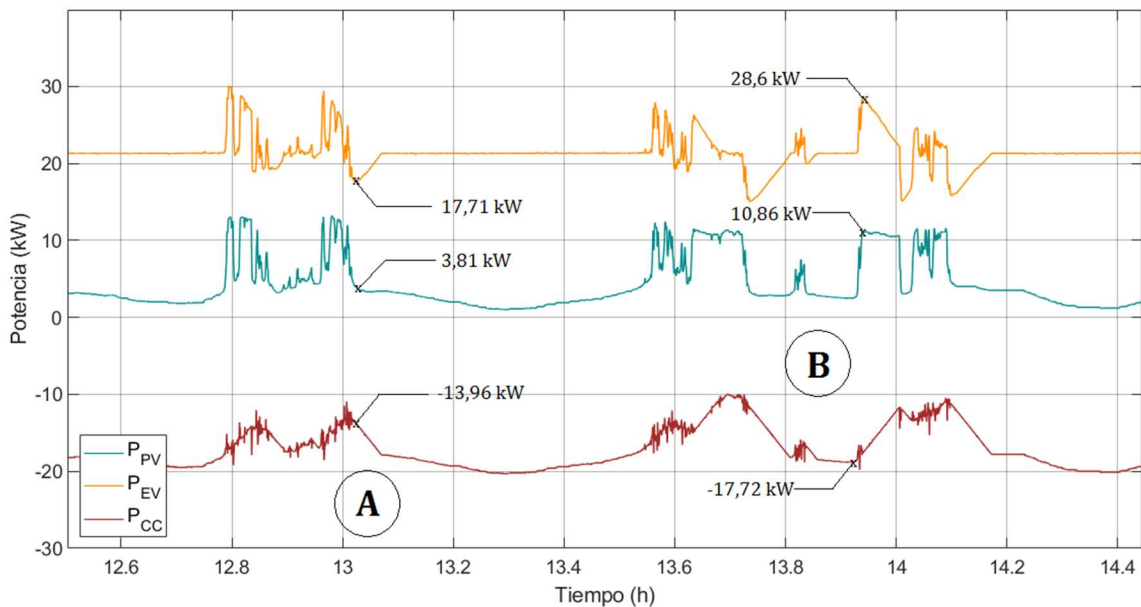


Figura 6.31 Potencia fotovoltaica, dinámica de carga y potencia en el PCC, día con fluctuaciones promedio



Conforme al resultado presentado en la figura 6.31, se observa el efecto de suavizado en la curva de la potencia fotovoltaica, gracias a la gestión de la estrategia de control de rampa de potencia; la cual restringe el rango de variación de la generación fotovoltaica, por medio de la regulación de la potencia de carga del sistema de almacenamiento de los vehículos eléctricos.

Es así que, en las secciones **A** y **B** de la figura 6.31 se evidencia que la diferencia entre la potencia medida a la salida de los módulos fotovoltaicos y la variación de la potencia de carga del conjunto de vehículos eléctricos, permite una reducción significativa de la potencia en el Punto Común de Conexión.

Aunque, la capacidad de la fuente de generación no es suficiente para suplir la demanda de carga del conjunto de vehículos, por lo cual, el sistema requerirá recibir el residuo de potencia desde la red eléctrica. Razón por la cual los valores de la potencia fotovoltaica en el PCC son negativos.

Como conclusión de este segundo escenario, se puede mencionar que la implementación de más de un vehículo eléctrico en el Punto Común de Conexión, como en el esquema de la figura 6.18, para realizar gestión de energía fotovoltaica, con un tiempo de respuesta entre 1s y 2s, presenta un alto porcentaje de eficiencia en el suavizado de las fluctuaciones de potencia fotovoltaica.

Conclusiones

La integración de tecnologías de fuentes renovables para la generación de energía eléctrica, ha ganado gran espacio en Ecuador y en el resto del mundo. La energía solar fotovoltaica se constituye como la tercera fuente de energía de mayor extensión, después de la hidroelectricidad y la eólica *on-shore*. Por tal razón, es importante desarrollar un estudio y análisis del comportamiento dinámico de esta fuente de generación.

El presente trabajo de titulación determinó que, el comportamiento dinámico de la generación de energía solar fotovoltaica en la zona de estudio, en él se presentan fluctuaciones rápidas de potencia en instantes muy cortos de tiempo, del orden de segundos y minutos, alcanzando una variación promedio de $7,20 \text{ kW}/\text{min}$ y un coeficiente de variabilidad de 32,09%, en el mes de septiembre del 2020.

La movilidad eléctrica se posiciona como la mejor solución para lograr el objetivo de desarrollo sostenible, puesto que, al promover el uso de medios de transporte con propulsión eléctrica, favorece a la descontaminación ambiental, al reducir por completo las emisiones de gases contaminantes a la atmósfera.

Es así que el uso de vehículos a tracción eléctrica resulta ser la alternativa más limpia y sostenible a la problemática del cambio climático. Pero, además, su sistema de almacenamiento del banco de baterías, constituye un elemento clave para brindar facilidades para la integración de energías renovables variables, como la energía solar fotovoltaica.

El sistema de gestión de energía diseñado, integra el sistema de almacenamiento del banco de baterías, mediante la carga controlada de los vehículos eléctricos, con la estrategia de control de velocidad de rampa de potencia. Se comprueba que este sistema permite mitigar las fluctuaciones de potencia producidas por la generación solar fotovoltaica, aumentando la confiabilidad y calidad del servicio de suministro de energía eléctrica.

Dos escenarios de análisis son desarrollados y estudiados, en función de la cantidad de vehículos eléctricos conectados en el Punto Común de Conexión, y se han escogido dos días del mes de septiembre en base al comportamiento de las variaciones máximas y promedio, para evaluar la actuación del sistema de gestión de energía.

El primer escenario se considera un único vehículo eléctrico conectado en el Punto Común de Conexión. Como resultado se evidencia que, para el día 28 de septiembre, el porcentaje de fluctuaciones suavizadas fue de 94,03%, para un tiempo de retraso de 2s; mientras que el 6 de septiembre se registra una disminución del 95,3%, para un tiempo de respuesta de 1s.

En el segundo escenario se consideran el análisis de integrar cinco y diez vehículos eléctricos en el Punto Común de Conexión. Para el día 28 de septiembre, se evidencia un porcentaje de

reducción de variaciones del 95,2% para el caso de los diez vehículos, para un tiempo de respuesta de 1s; mientras que para el día 6 de septiembre, ambas flotas de vehículos presentan una disminución del 95,4%, con un tiempo de respuesta de 2s.

Los porcentajes de suavizado de las fluctuaciones en los dos casos de estudio, y para los días analizados, son bastante similares, sin embargo, lo que se distingue de cada uno es el rango de variación de la potencia de carga de los vehículos eléctricos. En este sentido, en el primer escenario el sistema de carga modifica su potencia hasta alcanzar los límites de carga impuestos por la norma SAE J1722, provocando que se sature el sistema de almacenamiento del vehículo.

Por el contrario, la condición impuesta para el segundo escenario, previene que el sistema de almacenamiento del vehículo se sature, puesto que el rango de variación de potencia es menor, no alcanza hasta los límites de potencia, como consecuencia de dividir en igual proporción la tasa de variación entre el conjunto de vehículos eléctricos.

En conclusión, es posible integrar las estaciones de carga de vehículos eléctricos a los sistemas de generación de energía solar fotovoltaica, para disminuir los impactos de esta tecnología en la red de suministro de energía eléctrica.



Recomendaciones

Implementar el algoritmo desarrollado en el presente estudio, para el control de las fluctuaciones de potencia de la generación solar fotovoltaica, en un sistema de gestión de energía, para propiciar su uso en el proceso de carga de vehículos eléctricos.

Realizar pruebas experimentales del proceso de carga de vehículos eléctricos, para comparar el rendimiento de la estrategia de control de rampa de potencia en los dos escenarios planteados.

Desarrollar nuevos trabajos de investigación sobre el comportamiento dinámico de la generación solar fotovoltaica y su manejo a partir del control del proceso de carga de vehículos eléctricos, integrando tecnologías V2G.

Bibliografía

- [1] L. G. González, R. Chacon, B. Delgado, D. Benavides, and J. Espinoza, "Study of Energy Compensation Techniques in Photovoltaic Solar Systems with the Use of Supercapacitors in Low-Voltage Networks," *Energies*, vol. 13, no. 15, p. 3755, 2020, doi: 10.3390/en13153755.
- [2] *Estado del Arte de la Bioeconomía y el Cambio Climático - Dr. Carlos Alberto Zúñiga González, Dra. Odil Duran Zarabozo, Dr. Marco Antonio Guzman Moreno, Dr. Olman Quiros, Dra. Rafaela Díos Palomares, Dr. Gerardo de Jesus Montoya Gaviria, Dr. Angel Sol Sa.* .
- [3] M. Molina, J. Sarukhán, and J. Carabias, *El cambio climático: Causas, efectos y soluciones - Mario Molina, José Sarukhán, Julia Carabias - Google Libros*. 2017.
- [4] National Geographic Society, "Climate Change | National Geographic Society," *National Geographic Encyclopedia*. 2020, Accessed: Mar. 15, 2021. [Online]. Available: <https://www.nationalgeographic.org/encyclopedia/climate-change/>.
- [5] "Data Statistics - IEA." Accessed: Mar. 01, 2021. [Online]. Available: <https://www.iea.org/data-and-statistics?country=WORLD%7B%5C%7Dfuel=Energy>.
- [6] "Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables – Ecuador." <https://www.rekursosyenergia.gob.ec/>.
- [7] P. A. Owusu and S. Asumadu-Sarkodie, "A review of renewable energy sources, sustainability issues and climate change mitigation," *Cogent Eng.*, vol. 3, no. 1, p. 1167990, 2016, doi: 10.1080/23311916.2016.1167990.
- [8] V. Guayanlema, L. Fernández, and K. Arias, "Análisis de indicadores de desempeño energético en Ecuador | ENERLAC. Revista de energía de Latinoamérica y el Caribe," Dec. 15, 2017. <http://enerlac.olade.org/index.php/ENERLAC/article/view/27> (accessed Mar. 15, 2021).
- [9] "RENEWABLES 2020 GLOBAL STATUS REPORT," 2020. <https://www.ren21.net/gsr-2020/>.
- [10] "Balance Nacional de Energía Eléctrica – ARCERNR," 2020. <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/balance-nacional/>.
- [11] "PANORAMA ELÉCTRICO - ENERO 2021 EDICIÓN 2," 2021.
- [12] P. G. V. Sampaio and M. O. A. González, "Photovoltaic solar energy: Conceptual framework," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 74. Elsevier Ltd, pp. 590–601, 2017, doi: 10.1016/j.rser.2017.02.081.
- [13] N. B. G. Brinkel *et al.*, "Impact of rapid PV fluctuations on power quality in the low-

- voltage grid and mitigation strategies using electric vehicles,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 118, p. 105741, 2020, doi: 10.1016/j.ijepes.2019.105741.
- [14] J. Martins, S. Spataru, D. Sera, D.-I. Stroe, and A. Lashab, “Comparative Study of Ramp-Rate Control Algorithms for PV with Energy Storage Systems,” *Energies*, vol. 12, no. 7, p. 1342, 2019, doi: 10.3390/en12071342.
- [15] International Renewable Energy Agency, *Electric Vehicles: Technology Brief*. 2017.
- [16] “Solar PV – Analysis - IEA,” 2020. <https://www.iea.org/reports/solar-pv> (accessed Mar. 15, 2021).
- [17] “Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables – ARC.” <https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/>.
- [18] Renewable Energy Agency, “Hydropower Energy Technology Systems Analysis Program,” 2015. Accessed: Mar. 16, 2021. [Online]. Available: [www.etsap.org-
www.irena.org](http://www.etsap.org-www.irena.org).
- [19] International Energy Agency, “Hydropower - Fuels & Technologies - IEA.” <https://www.iea.org/fuels-and-technologies/hydropower> (accessed Mar. 16, 2021).
- [20] TecnoAlex, “Energía hidráulica.” <https://tecnoalex.weebly.com/energiacutea-hidraacuteulica.html> (accessed Mar. 17, 2021).
- [21] A. Negrete, “Energía Mini-hidráulica | Energía e Impacto Ambiental.” <https://energiaunam.wordpress.com/category/energia-mini-hidraulica/> (accessed Mar. 17, 2021).
- [22] P. Florencio and C. Ochoa, “Análisis de integración de parques eólicos a la red de transmisión ecuatoriana. aplicación al proyecto Huascachaca,” Universidad de Cuenca, Cuenca, 2012.
- [23] F. Blaabjerg and K. Ma, “Wind Energy Systems This paper reviews application of power electronics in wind energy systems,” *Proc. IEEE* /, vol. 105, no. 11, 2017, doi: 10.1109/JPROC.2017.2695485.
- [24] International Renewable Energy Agency, “Wind energy.” <https://www.irena.org/wind> (accessed Mar. 16, 2021).
- [25] J. R. Paredes and J. J. Ramírez, “Energías renovables variables y su contribución a la seguridad energética: complementariedad en Colombia,” 2017. Accessed: Mar. 16, 2021. [Online]. Available: www.ph3estudio.com.
- [26] J. Pablo and P. Sánchez, “Investigación en materia de bioenergía para la industria energética,” *No. Espec.*, vol. 31, pp. 709–716, 2015.
- [27] International Renewable Energy Agency, “Bioenergy,” 2019.

- <https://www.irena.org/bioenergy> (accessed Mar. 16, 2021).
- [28] J. M. Rincón Martínez and E. E. Silva Lora, *Bioenergía: Fuentes, conversión y sustentabilidad* - Google Libros. Bogotá.
 - [29] N. Kannan and D. Vakeesan, "Solar energy for future world: - A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 62. Elsevier Ltd, pp. 1092–1105, 2016, doi: 10.1016/j.rser.2016.05.022.
 - [30] J. Plá, M. D. Pérez, and J. C. Durán, *Energía Solar Fotovoltaica*. Academia Nacional de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales, 2016.
 - [31] P. G. V. Sampaio and M. O. A. González, "Photovoltaic solar energy: Conceptual framework," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 74. Elsevier Ltd, pp. 590–601, Jul. 01, 2017, doi: 10.1016/j.rser.2017.02.081.
 - [32] G. Masson and I. Kaizuka, "Trends in PV applications 2019 - IEA-PVPS," 2019. Accessed: Mar. 15, 2021. [Online]. Available: <https://iea-pvps.org/research-tasks/strategic-pv-analysis-outreach/trends/>.
 - [33] N. Mansouri, A. Lashab, D. Sera, J. Guerrero, and A. Cherif, "Large Photovoltaic Power Plants Integration: A Review of Challenges and Solutions," *Energies*, vol. 12, no. 19, p. 3798, 2019, doi: 10.3390/en12193798.
 - [34] A. Y. Mohammed, F. I. Mohammed, and M. Y. Ibrahim, "Grid connected Photovoltaic system," Feb. 2017, doi: 10.1109/ICCCCEE.2017.7867659.
 - [35] A. Villa Manrique and J. Eloy-García Carrasco, "PROYECTO FINAL DE CARRERA Estudio del Filtro LCL aplicado a Inversores Fotovoltaicos," 2011. [Online]. Available: <https://e-archivo.uc3m.es/handle/10016/12123>.
 - [36] R. González G., H. R. Jiménez G., and J. Lagunas M., "Sistemas fotovoltaicos conectados a la red," *Boletín IIE*, 2003. <https://www.ineel.mx/boletin042003/art2.pdf> (accessed Mar. 16, 2021).
 - [37] K. Ishaque and Z. Salam, "A review of maximum power point tracking techniques of PV system for uniform insolation and partial shading condition," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 19. pp. 475–488, 2013, doi: 10.1016/j.rser.2012.11.032.
 - [38] M. A. Eltawil and Z. Zhao, "Grid-connected photovoltaic power systems: Technical and potential problems--A review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 14, no. 1, pp. 112–129, 2010, [Online]. Available: <https://ideas.repec.org/a/eee/rensus/v14y2010i1p112-129.html>.
 - [39] A. D. Hansen, P. Sørensen, and L. H. Hansen, *Models for a Stand-Alone PV System*, vol. 1219, no. December. 2000.
 - [40] "Information on Solar Photovoltaic Stand-alone, Grid connected & Hybrid Systems."

- <http://www.synergyenviron.com/resources/solar-photovoltaic-systems> (accessed Mar. 17, 2021).
- [41] M. Alonso Martínez and B. Rojas Delgado, “Movilidad e Internet of Things,” *Ciudad. Intel. Total. Integr. Efic. y Sostenibles – CITIES. 2020*, 2020.
- [42] J. M. Miranda Hernández and N. Iglesias González, “Las infraestructuras de recarga y el despegue del vehículo eléctrico,” *Obs. Medioambient.*, vol. 18, no. 0, Dec. 2015, doi: 10.5209/rev_obmd.2015.v18.51285.
- [43] V. E. R. Ocampo, “Estado del Arte de los Vehículos Eléctricos y su Posible Implementación en Colombia,” 2017. [Online]. Available: <http://www.utp.edu.co>.
- [44] S. Habib, M. M. Khan, F. Abbas, and H. Tang, “Assessment of electric vehicles concerning impacts, charging infrastructure with unidirectional and bidirectional chargers, and power flow comparisons,” *Int. J. Energy Res.*, vol. 42, no. 11, pp. 3416–3441, 2018, doi: 10.1002/er.4033.
- [45] “Concepts, Capacities and Methods for Testing EV systems and their interOperability within the Smartgrids | COTEVOS Project | FP7 | CORDIS | European Commission.” <https://cordis.europa.eu/project/id/608934> (accessed Mar. 16, 2021).
- [46] M. Garcés Quílez *et al.*, “energies Modelling, Analysis and Performance Evaluation of Power Conversion Unit in G2V/V2G Application-A Review,” doi: 10.3390/en11051082.
- [47] A. Bahrami, “EV Charging Definitions, Modes, Levels, Communication Protocols and Applied Standards Technical Report,” 2020. Accessed: Mar. 16, 2021. [Online]. Available: https://www.researchgate.net/publication/338586995_EV_Charging_Definitions_Modes_Levels_Communication_Protocols_and_Applied_Standards_Technical_Report.
- [48] S. Arar, “The Four EV Charging Modes in the IEC 61851 Standard - Technical Articles,” 2020. <https://www.allaboutcircuits.com/technical-articles/four-ev-charging-modes-iec61851-standard/> (accessed Mar. 16, 2021).
- [49] E. L. Maldonado Pineda, “Control de frecuencia mediante gestión de demanda durante el proceso de carga lenta en vehículos eléctricos,” Jun. 2020, Accessed: Mar. 16, 2021. [Online]. Available: <http://dspace.ucuenca.edu.ec/handle/123456789/34513>.
- [50] E. Juárez, “Tipos de cargadores de coches eléctricos: guía para principiantes,” 2020. <https://www.lavanguardia.com/motor/eco/20200918/33354/como-aclararse-cargadores-vehiculos-electricos-guia-principiantes.html> (accessed Mar. 16, 2021).
- [51] “Gonzalo García | Híbridos y Eléctricos | Coches eléctricos, híbridos enchufables.” <https://www.hibridosyelectricos.com/author/gonzalo-garcia>.
- [52] M. Kane, “CHAdEMO Association Introduces CHAdEMO 3.0 Protocol (ChaoJi),” 2020. <https://insideevs.com/news/419048/chademo-3-0-released-chaoji/> (accessed Mar. 16,

- 2021).
- [53] El Universo, “En tres provincias se concentra la mayor compra de carros eléctricos | Economía | Noticias | El Universo,” Aug. 16, 2020.
 - [54] Asociación de Empresas Automotrices del Ecuador, “Publicación exclusiva para los afiliados de AEADE,” 2020. Accessed: Mar. 16, 2021. [Online]. Available: www.aeade.net.
 - [55] W. A. Omran, M. Kazerani, and M. M. A. Salama, “A study of the impacts of power fluctuations generated from large PV systems,” 2009, doi: 10.1109/SAE.2009.5534823.
 - [56] J. Marcos, L. Marroyo, E. Lorenzo, D. Alvira, and E. Izco, “Power output fluctuations in large scale pv plants: One year observations with one second resolution and a derived analytic model,” *Prog. Photovoltaics Res. Appl.*, vol. 19, no. 2, pp. 218–227, 2011, doi: 10.1002/pip.1016.
 - [57] M. M. Aly, E. Abdelkarim, and M. Abdel-Akher, “Mitigation of photovoltaic power generation fluctuations using plug-in hybrid electric vehicles storage batteries,” *Int. Trans. Electr. Energy Syst.*, vol. 25, no. 12, pp. 3720–3737, 2015, doi: 10.1002/etep.2062.
 - [58] J. Traube *et al.*, “Mitigation of solar irradiance intermittency in photovoltaic power systems with integrated electric-vehicle charging functionality,” *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 28, no. 6, pp. 3058–3067, 2013, doi: 10.1109/TPEL.2012.2217354.
 - [59] A. Cabrera-Tobar, E. Bullich-Massagué, M. Aragüés-Peñalba, and O. Gomis-Bellmunt, “Review of advanced grid requirements for the integration of large scale photovoltaic power plants in the transmission system,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 62, Elsevier Ltd, pp. 971–987, 2016, doi: 10.1016/j.rser.2016.05.044.
 - [60] I. de la Parra, J. Marcos, M. García, and L. Marroyo, “Control strategies to use the minimum energy storage requirement for PV power ramp-rate control,” *Sol. Energy*, vol. 111, pp. 332–343, 2015, doi: 10.1016/j.solener.2014.10.038.
 - [61] M. C. Sánchez, “ESTRATEGIAS DE CONTROL PARA LA ATENUACIÓN DE FLUCTUACIONES DE POTENCIA MEDIANTE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO EN UNA PLANTA FOTOVOLTAICA Trabajo Fin de Grado,” 2015.
 - [62] M. J. E. Alam, K. M. Muttaqi, and D. Sutanto, “A novel approach for ramp-rate control of solar PV using energy storage to mitigate output fluctuations caused by cloud passing,” *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 29, no. 2, pp. 507–518, 2014, doi: 10.1109/TEC.2014.2304951.
 - [63] T. D. Hund, S. Gonzalez, and K. Barrett, “Grid-tied PV system energy smoothing,” in *Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 2010, pp. 2762–2766, doi: 10.1109/PVSC.2010.5616799.

- [64] A. Ellis, D. Schoenwald, J. Hawkins, S. Willard, and B. Arellano, "PV output smoothing with energy storage," in *Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 2012, pp. 1523–1528, doi: 10.1109/PVSC.2012.6317885.
- [65] H. Liu, J. Peng, Q. Zang, and K. Yang, "Control Strategy of Energy Storage for Smoothing Photovoltaic Power Fluctuations," *IFAC-PapersOnLine*, vol. 48, no. 28, pp. 162–165, Jan. 2015, doi: 10.1016/j.ifacol.2015.12.118.
- [66] P. Moura and L. García Santander, "INTEGRAÇÃO DE VEÍCULOS NA REDE ELÉTRICA," *Ciudad. Intel. Total. Integr. Efic. y Sostenibles - CITIES*, 2020.
- [67] P. Nunes, M. C. Brito, and T. Farias, "Synergies between electric vehicles and solar electricity penetrations in Portugal," *World Electr. Veh. J.*, vol. 6, no. 4, pp. 1151–1158, Dec. 2013, doi: 10.3390/wevj6041151.
- [68] T. Donateo, F. Ingrosso, F. Licci, and D. Laforgia, "A method to estimate the environmental impact of an electric city car during six months of testing in an Italian city," *J. Power Sources*, vol. 270, pp. 487–498, Dec. 2014, doi: 10.1016/j.jpowsour.2014.07.124.
- [69] K. Hedegaard, H. Ravn, N. Juul, and P. Meibom, "Effects of electric vehicles on power systems in Northern Europe," *Energy*, vol. 48, no. 1, pp. 356–368, Dec. 2012, doi: 10.1016/j.energy.2012.06.012.
- [70] LeasePlan Corporation N.V. |, "LeasePlan's 2019 Car Cost Index: Electric vehicles increasingly cost competitive across Europe," 2019. <https://www.leaseplan.com/corporate/news-and-media/newsroom/2019/03-09-2019> (accessed Mar. 16, 2021).
- [71] P. Papadopoulos, S. Skarvelis-Kazakos, I. Grau, B. Awad, L. M. Cipcigan, and N. Jenkins, "Impact of residential charging of electric vehicles on distribution networks, a probabilistic approach | IEEE Conference Publication | IEEE Xplore," 2010. Accessed: Mar. 16, 2021. [Online]. Available: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/5649845>.
- [72] L. Pieltain Fernández, T. Gómez San Román, R. Cossent, C. Mateo Domingo, and P. Frías, "Assessment of the impact of plug-in electric vehicles on distribution networks," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 26, no. 1, pp. 206–213, Feb. 2011, doi: 10.1109/TPWRS.2010.2049133.
- [73] G. J. MARTÍN CHICHARRO, "Sistemas de Almacenamiento de Energía," Valladolid, Jul. 2016.
- [74] G. Pasaoglu *et al.*, "Driving and parking patterns of European car drivers-a mobility survey," doi: 10.2790/7028.
- [75] B. De Brey, "Smart Solar Charging: Bi-Directional AC Charging (V2G) in the Netherlands," *J. Energy Power Eng.*, vol. 11, no. 7, pp. 483–490, 2017, doi: 10.17265/1934-

8975/2017.07.007.

- [76] P. Bampanga, A. Manmohan, and W. Chisholm, “Comparison of Unidirectional and Bidirectional charging optimization using a composite EV load model,” 2020.
- [77] A. Brooks, E. Lu, D. Reicher, C. Spirakis, and B. Wehl, “Demand dispatch,” *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 8, no. 3, pp. 20–29, May 2010, doi: 10.1109/MPE.2010.936349.
- [78] K. M. Tan, V. K. Ramachandaramurthy, and J. Y. Yong, “Integration of electric vehicles in smart grid: A review on vehicle to grid technologies and optimization techniques,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 53. Elsevier Ltd, pp. 720–732, 2016, doi: 10.1016/j.rser.2015.09.012.
- [79] C. Liu, K. T. Chau, D. Wu, and S. Gao, “Opportunities and challenges of vehicle-to-home, vehicle-to-vehicle, and vehicle-to-grid technologies,” *Proc. IEEE*, vol. 101, no. 11, pp. 2409–2427, 2013, doi: 10.1109/JPROC.2013.2271951.
- [80] J. L. Espinoza, L. G. Gonzalez, and R. Sempertegui, “Micro grid laboratory as a tool for research on non-conventional energy sources in Ecuador,” in *2017 IEEE International Autumn Meeting on Power, Electronics and Computing, ROPEC 2017*, Jan. 2018, vol. 2018-Janua, pp. 1–7, doi: 10.1109/ROPEC.2017.8261615.
- [81] J. Marcos, O. Storkél, L. Marroyo, M. Garcia, and E. Lorenzo, “Storage requirements for PV power ramp-rate control,” 2014. doi: 10.1016/j.solener.2013.10.037.
- [82] “Check charging specifications | EVBox.” <https://evbox.com/en/electric-cars>.
- [83] “TIDA-010071 SAE J1772-compliant electric vehicle service equipment reference design for level 1 and 2 EV charger | TI.com.” <https://www.ti.com/tool/TIDA-010071>.